UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

Guia de projeto para subestações de alta tensão

RENATO MASAGO GONÇALVES

São Carlos
2012

RENATO MASAGO GONÇALVES

Guia de projeto para subestações de alta tensão

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrônica

ORIENTADOR: Prof. Dr. Ruy Alberto Corrêa Altafim

São Carlos
2012

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Renato Masago Gonçalves

Título: "Guia de projeto para subestações de alta tensão"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em 30/11/2012,

com NOTA 8,5 (oito, cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Titular Ruy Alberto Corrêa Altafim (Orientador)
SEL/EESC/USP

Prof. Dr. José Roberto Boffino de Almeida Monteiro
SEL/EESC/USP

Prof. Dr. Azauri Albano de Oliveira Júnior
SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por me proporcionar todas as condições físicas, financeiras, emocionais e espirituais para iniciar e completar o curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrônica.

Agradeço aos meus pais Daniel Gonçalves e Rita de Cássia Eller por todo o apoio dado durante todo o curso, por todos os conselhos e todas as repreensões.

Agradeço ao meu irmão Cesar Augusto Eller por todo o tempo que despendeu escutando meus problemas, me aconselhando e me motivando.

Agradeço aos professores e funcionários da Escola de Engenharia de São Carlos pelo tempo e esforço dispendido na minha formação, em especial ao Prof. Dr. Ruy Alberto Corrêa Altafim, meu orientador.

Agradeço aos amigos que estiveram ao meu lado ao longo de todo o curso e que me auxiliaram nos estudos.

Agradeço aos colegas de trabalho pelos conselhos e pela ajuda recebi durante todo a elaboração desta monografia.

Agradeço, por fim, a todos aqueles que contribuíram positivamente para a minha formação e que não foram citados diretamente.

"If I have seen further it is by standing on the shoulders of giants."

(Isaac Newton)

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANSI	*American National Standards Institute*
ATR	Analisador Transitório de Redes
C	Capacitor
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCD	*Charge-Couple Device*
CFTV	Circuito Fechado de Televisão
COS	Centro de Operação do Sistema
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CS	Chave Seccionadora
DJ	Disjuntor
EIA	*Energy Information Administration*
EMS	*Energy Management Systems*
EMTP	*Eletromagnetic Transient Program*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEC	*International Electrotechnical Commission*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IHM	Interface Homem Máquina
L	Indutor
MCOV	*Maximum Continuous Operating Voltage*
MME	Ministério de Minas e Energia
NLTC	*No Load Tap Change*
OLTC	*On Load Tap Change*
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLC	*Power Line Carrier*
PR	Para-raios
PSACA	Painel de Serviços Auxiliares em Corrente Alternada
PSACC	Painel de Serviços Auxiliares em Corrente Contínua
R	Resistor

RA	Resistor de Aterramento
SAC	Sistema de Ar Condicionado
SCADA	*Supervisory Control and Data Aquisition*
SDCI	Sistema de Detecção e Combate à Incêndio
SDI	Sistema de Detecção de Incêndio
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPCS	Sistema de Proteção, Controle e Supervisório
SSA	Sistema de Serviços Auxiliares
TC	Transformador de Corrente
TNA	*Transient Network Analyzer*
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TPI	Transformador de Potencial Indutivo
TR	Transformador
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
UPS	*Uninterruptible Power Suply*

RESUMO

GONÇALVES, R. M. **Guia de projeto para subestações de alta tensão**. 2012. Monografia (Graduação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

Devido à grande complexidade que o projeto elétrico de subestações de alta tensão pode alcançar, poucos profissionais estão familiarizados com este processo. Busca-se com esta monografia abordar o embasamento teórico que possibilite aos profissionais projetar de forma mais simples tais subestações. Para tanto, são realizados estudos básicos das características das subestações, bem como dos equipamentos de alta tensão usualmente utilizados. São apresentados também, de maneira mais ilustrativa, equipamentos de média tensão, sistemas e serviços necessários para se elaborar o projeto de subestações prontas para energização. Elabora-se então um guia de projeto apresentando os passos a serem seguidos para o seu projeto, englobando desde o processo de decisão pela construção de uma subestação, passando pela escolha de localidade e configuração, até a definição das características dos equipamentos e serviços necessários. Por fim, aplica-se este guia em um exemplo prático, atestando assim a sua funcionalidade.

Palavras-chave: Guia, Projeto, Subestações, Alta Tensão, Equipamentos, Serviços.

ABSTRACT

GONÇALVES, R. M. ***Design guide of high voltage substations***. 2012. *Thesis* (*Undergraduate*) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

Due to the great complexity of the electrical design of high voltage substations can reach, few professionals are familiar with this process. This monograph will address the theoretical foundation that enables professionals to design easily such substations. To this end, basic studies of the substation’s characteristics are made as well as high voltage equipment usually employed. Are also presented, in a more illustrative way, medium voltage equipment, systems and services necessary to develop the project of substations under turn-key regime. It´s presented a design guide showing the steps to be followed for substation’s project, encompassing from the decision process for the construction of a substation, through the choice of location and configuration, to definition of the characteristics of the equipment and services needed. Finally, this guide is applied practical example, testifying its functionality.

Keywords: Guide, Design, Substations, High Voltage, Equipment, Services

1 INTRODUÇÃO

1.1 Sistemas Elétricos de Potência

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) é um sistema complexo que engloba os equipamentos para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. De maneira representativa, podemos entender este sistema como esquematizado na Figura 1.

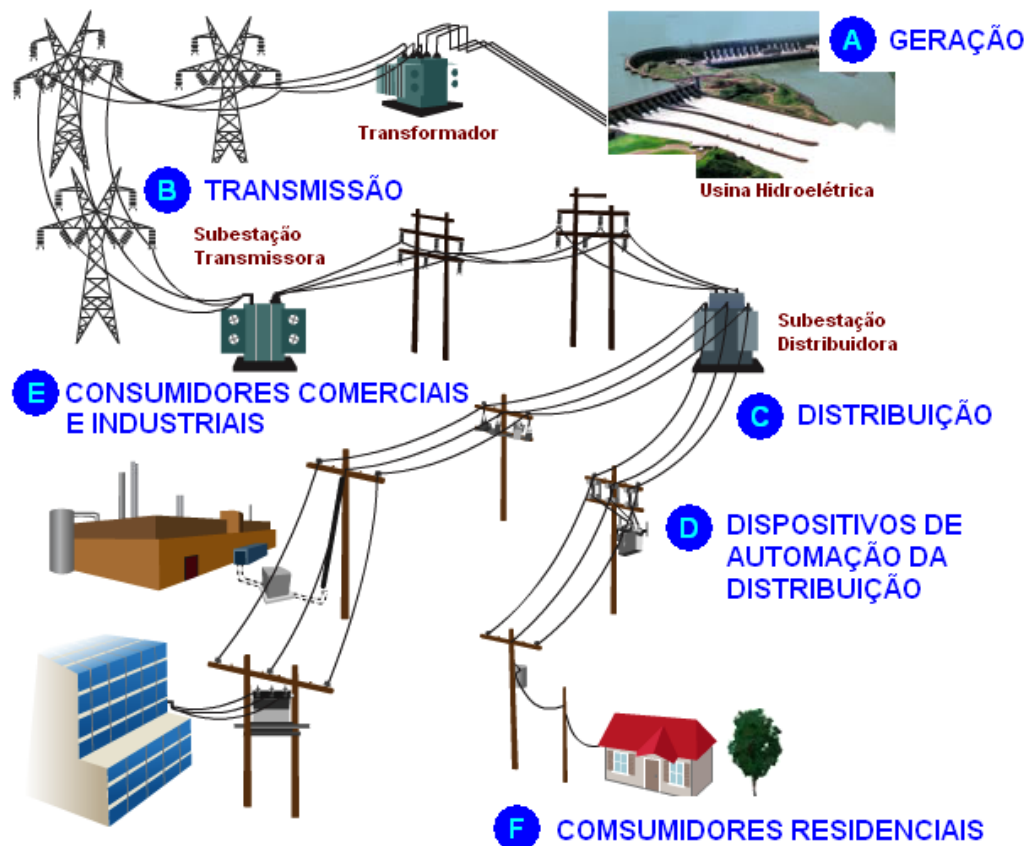



Figura 1 - Sistema Elétrico de Potência [1]

A Figura 1 representa um sistema de potência do tipo radial, no qual cada usina geradora alimenta determinados consumidores finais. Outra forma possível para o sistema de potência é a do tipo anel, na qual todas as usinas geradoras e as linhas de transmissão estão

---

1 **Rede Inteligente**, 2009-2012. Disponivel em: <http://www.redeinteligente.com/2009 /08/ 11/rede-inteligente-por-que-como-quem-quando-onde/>. Acesso em: 30 de Março 2012.

interligadas, formando uma rede complexa, não podendo definir a origem da energia que está alimentando um determinado equipamento.

No Brasil mais de 95% do sistema está ligado em anel, excluindo algumas partes a Região Norte. Projetos em andamento já preveem a interligação destas partes isoladas com o resto do sistema de potência do Brasil, conforme mostra a Figura 2.

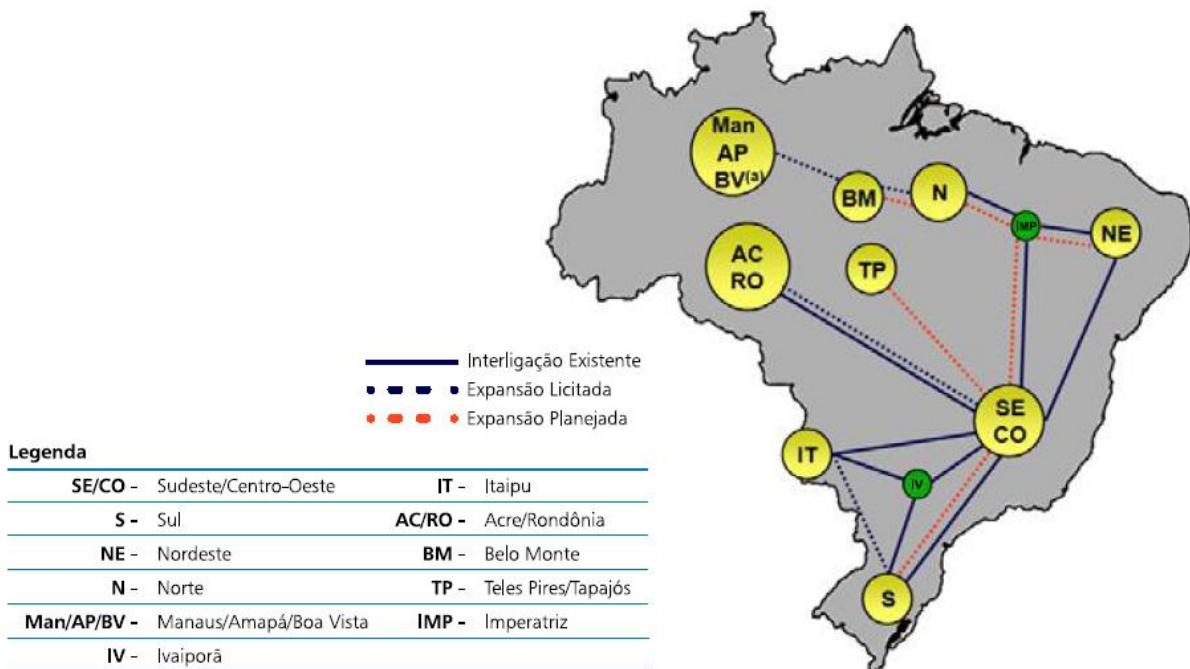



Figura 2 - Interligações do sistema elétrico de potência do Brasil [2]

Em relação à produção de energia elétrica, as projeções de crescimento da produção em um panorama mundial são impressionantes. De acordo com a *Energy Information Administration* (EIA) em estudo publicado em 2011, no período de 2008 a 2035, a previsão é de crescimento médio de 2,3% ao ano, passando de uma produção de 19,1 trilhões de kWh para 35,5 trilhões de kWh. Ainda, de acordo com este estudo, a produção de eletricidade continuará sendo guiada pelo carvão, seguida da geração renovável e por gás natural, plantas nucleares e por líquidos derivados do petróleo, conforme mostrado na Figura 3.

2 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília, p. 319. 2011.

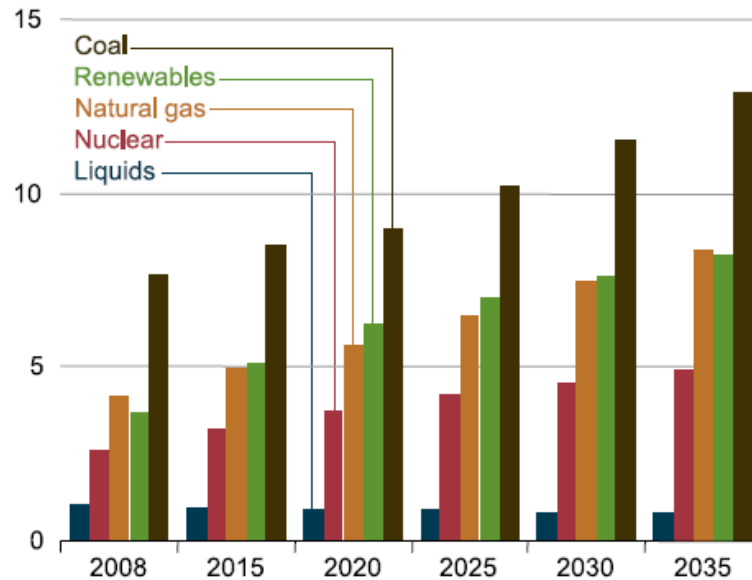



Figura 3 - Geração mundial de eletricidade por combustível (trilhões de kWh) [3]

Para o Brasil as projeções não são diferentes. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em estudo feito em 2011 para o Ministério de Minas e Energia (MME), deve ocorrer um crescimento médio do consumo de aproximadamente 4,8% ao ano no período de 2010 a 2020, tendo um crescimento de 456,5 TWh para 730,1 TWh, como mostrado na Tabela 1. Ainda, de acordo com a EIA, a produção de eletricidade no Brasil continuará sendo guiada pela geração hidroelétrica, sendo responsável por mais de 80% da produção de energia elétrica no Brasil (Figura 4).

Tabela 1 - Projeção de consumo de energia elétrica no Brasil [4]

Ano	Consumo (TWh)	Período	Consumo (Δ% a.a.)
2010	456,5	2010-2015	4,9
2015	581,2	2015-2020	4,7
2020	730,1	2010-2020	4,8

3 U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Outlook 2011**. Washington, p. 301. 2011.

4 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília, p. 319. 2011.

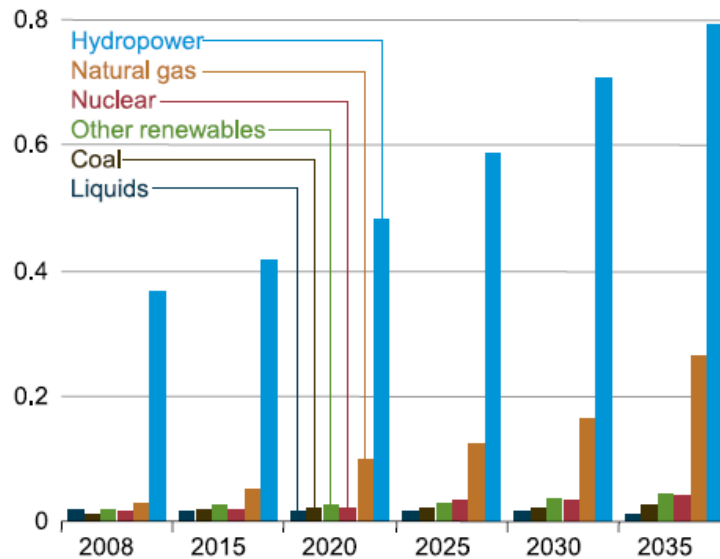



Figura 4 – Geração no Brasil de eletricidade por combustível (trilhões de kWh) [5]

Portanto, observa-se neste cenário a necessidade de expandir o SEP, no Brasil e no mundo, a fim de se gerar, transmitir e distribuir toda a energia futuramente requerida.

1.2 Subestações

No Sistema Elétrico de Potência, as tensões ideais nas etapas de geração, transmissão e distribuição diferem entre si. Desta forma é necessário se fazer a adequação entre estas As subestações fazem a adequação destas tensões através do uso de transformadores adequados, além de conterem equipamentos que possibilitem a manobra e a proteção do SEP.

Apesar desta importância, devido à grande complexidade que estes projetos podem alcançar, poucos profissionais estão familiarizados com o projeto de uma subestação de alta tensão. Buscar-se-á então com esta monografia abordar o embasamento teórico que possibilite ao profissional projetar de forma mais simples uma subestação de alta tensão, abordando os principais parâmetros que influenciam o projeto elétrico dos equipamentos usuais de alta tensão e, de caráter secundário, os equipamentos de média tensão demais equipamentos e serviços necessários para se colocar uma subestação em funcionamento.

5 U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Internation Energy Outlook 2011**. Washington, p. 301. 2011.

2 SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO

Uma subestação pode ser definida um conjunto de equipamentos com o propósito de chaveamento, transformação, proteção ou regulação da tensão elétrica, podendo eventualmente conter equipamentos para a compensação de reativos. Sua principal função é garantir um alto grau de confiabilidade ao sistema elétrico. Para isto, as partes defeituosas ou sob falta devem ser prontamente desligadas e o fornecimento de energia ser reestabelecido o mais rápido possível através de manobras ou comutações.

A seguir será apresentado um estudo das características das subestações de alta tensão, baseado na apostila de treinamento de subestações da *Schneider Electric*.

2.1 Classificação das Subestações

As subestações de alta tensão são classificadas em relação a diversos fatores, tais como:

1. Quanto à função:

- **Distribuição** – É uma combinação de equipamentos de chaveamento, controle e redução de tensão, arranjados de modo a reduzir a tensão para a distribuição da energia para os centros consumidores;
- **Seccionadora** – É uma combinação de equipamentos de chaveamento e controle, arranjados de modo a conectar circuitos de mesma tensão, possibilitando a sua multiplicação e permitindo a proteção do sistema;
- **Transformadora** – É uma combinação de equipamentos de chaveamento, controle e elevação ou redução da tensão, arranjados de modo a elevar ou abaixar a tensão no sistema. As subestações elevadoras são em geral associadas a uma unidade geradora, adequando o nível de tensão da geração à de transmissão. Por outro lado, as subestações abaixadoras são geralmente associadas aos centros consumidores, mas não se limitando a eles.

2. Quanto ao nível de tensão:

- **Baixa Tensão (BT)** – Até 1 kV;
- **Média Tensão (MT)** – De 1 kV a 69 kV;
- **Alta Tensão (AT)** – De 69 kV a 230 kV;
- **Extra-Alta Tensão (EAT)** – De 230 kV a 800 kV;
- **Ultra-Alta Tensão (UAT)** – Acima de 800 kV.

3. Quanto ao tipo de instalação:

- **Ao tempo** – Instaladas ao ar livre, cujos equipamentos ficarão sujeitos às intempéries;
- **Semi-abrigada** – Providas somente de uma cobertura em toda a extensão do pátio de manobra;
- **Abrigada** –Instaladas em locais abrigados, cujos equipamentos não estão sujeitos a intempéries.

2.2 Configurações Típicas de Subestações

Um diagrama elétrico é a forma que se utiliza para representar um sistema elétrico de potência. Deve conter a maior quantidade possível de informações a fim de se representar o mais fielmente possível os seus componentes. Em geral são usados dois diagramas: o diagrama unifilar e o diagrama trifilar.

O diagrama unifilar (Figura 5) é a representação mais usual na análise de um sistema elétrico. Representa o sistema elétrico por apenas uma das suas fases, destacando as formas de condução da energia no sistema, mas não se atentando em como são feitas as conexões, ajustes e comandos.

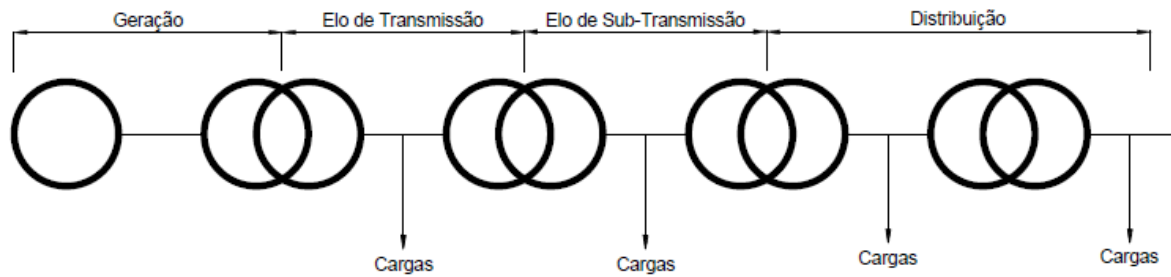



Figura 5 - Diagrama unifilar

O diagrama trifilar (Figura 6) representa o sistema elétrico pelas suas três fases e contém informações além daquelas contidas no diagrama unifilar, as quais podem ser utilizadas em outros esquemas.

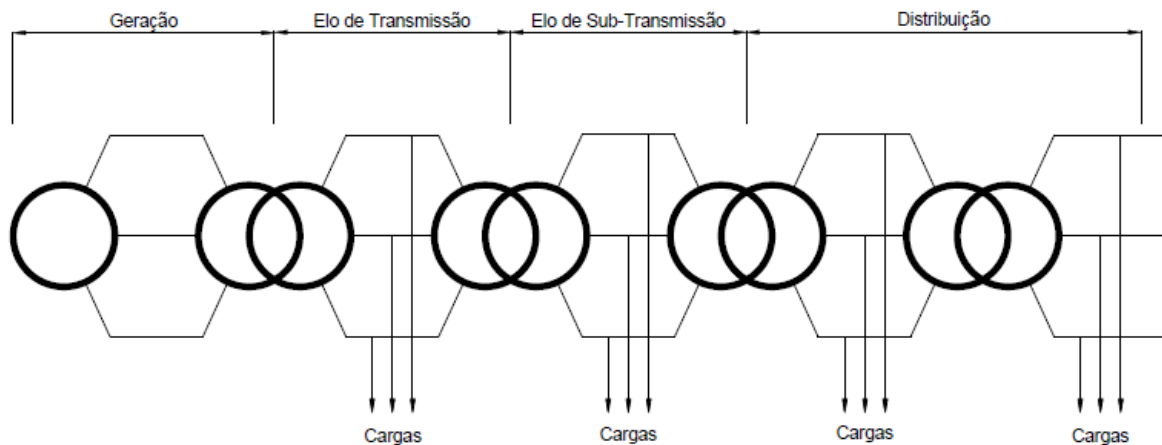



Figura 6 - Diagrama trifilar

As configurações das subestações então podem ser definidas de acordo com a quantidade e arranjo de dois equipamentos principais: o disjuntor e a chave.

O disjuntor é o principal equipamento de proteção de uma subestação, sendo capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes em condições normais de operação assim como estabelecer, conduzir durante tempo especificado e interromper correntes sob condições anormais de operação, como por exemplo, as de curto-circuito.

As chaves são equipamentos usados para o seccionamento de circuitos por necessidade operativa, ou seccionamento do sistema por necessidade de isolar componentes, visando à realização da manutenção dos mesmos. Via de regra, as chaves somente podem operar quando estão desenergizadas.

Simbolicamente representam-se estes equipamentos como visto na Figura 7.

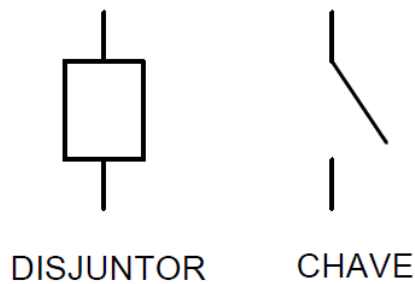



Figura 7 - Representação de disjunto e chave

A seleção da configuração dos barramentos deverá levar em consideração alguns fatores de mérito tais como confiabilidade, custo, simplicidade construtiva, flexibilidade operativa, facilidade de manutenção e facilidade de expansão, em maior ou menor grau. Em princípio o custo é o fator preponderante na escolha da configuração, mas a flexibilidade operativa e a confiabilidade podem muitas vezes sobrepujá-lo, dependendo da finalidade e importância da subestação.

As principais configurações são vistas a seguir.

2.2.1 Barramento Singelo ou Simples

É a configuração mais básica, tendo como característica principal a simplicidade e o baixo custo de instalação. Por ser simples, apresenta boa visibilidade do sistema, reduzindo o perigo de manobras errôneas por parte do operador. Em contrapartida, na ocorrência de uma falta, a secção defeituosa e seus circuitos correspondentes terão que ser desligados. Pode-se observar dois exemplos de barramentos simples nas Figuras Figura 8Figura 9.

É geralmente utilizada em subestações transformadoras e de distribuição onde a continuidade do fornecimento é feita através de redes interligadas em malhas ou em pontos da rede onde não há necessidade de continuidade no fornecimento.

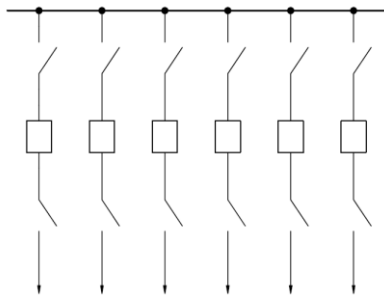



Figura 8 - Barra simples sem seccionamento

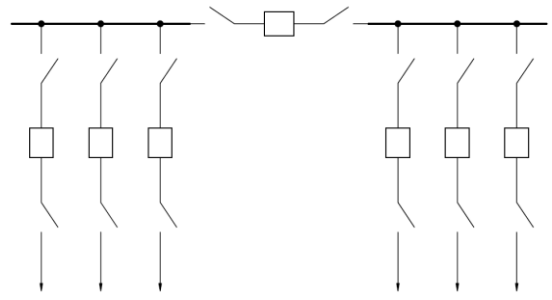



Figura 9 - Barra simples com seccionamento

2.2.2 Barramento Auxiliar

A adição de barramentos auxiliares associados aos barramentos principais através de disjuntores permite a manutenção de quaisquer disjuntores, sem o desligamento dos circuitos correspondentes. Geralmente é utilizado em pontos da rede em que se exige continuidade no fornecimento e em locais de grande poluição, onde a limpeza dos equipamentos é necessária, o que acarreta desligamentos frequentes. As Figuras Figura 10 e Figura 11 nos trazem esquematicamente as configurações de barramento simples com transferência e barramento duplo com transferência, respectivamente.

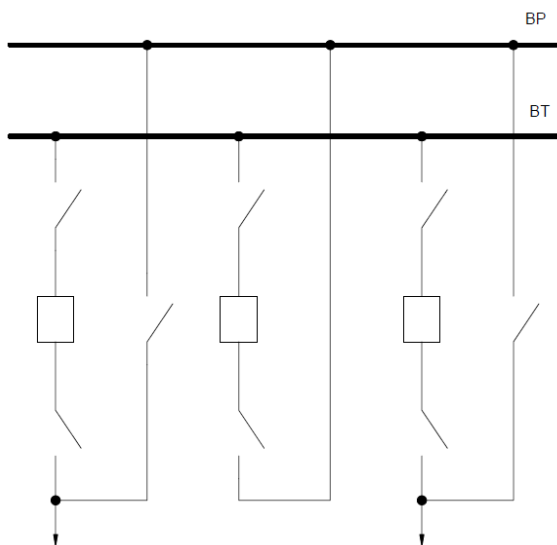



Figura 10 - Barra simples mais barra de transferência

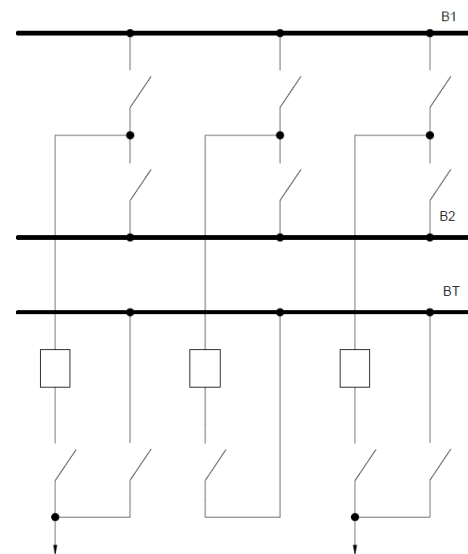



Figura 11 - Barra dupla mais barra de transferência

2.2.3 Barramento Duplo

As principais características do barramento duplo são a divisão dos circuitos de alimentação em dois grupos, podendo assim trabalhar com dois valores de tensão e frequência, ou a possibilidade de manutenção em um barramento sem o desligamento do fornecimento de energia aos circuitos.

Geralmente é utilizado em instalações alimentadas com dois valores de tensões ou frequências, ou quando se deseja uma alimentação contínua, sem possibilidade de qualquer interrupção. As Figuras Figura 12, Figura 13 e Figura 14 apresentam três das configurações em barramento duplo mais utilizadas.

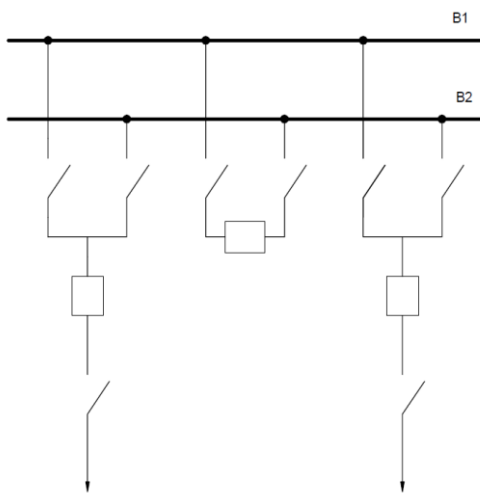



Figura 12 - Barra dupla com chaveamento de paralelismo

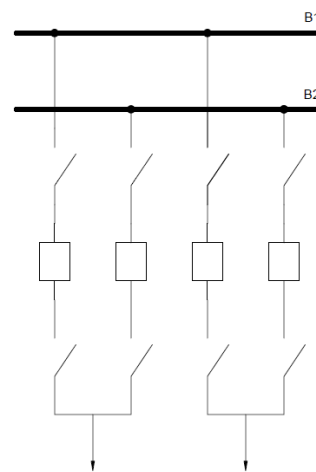



Figura 13 - Barra dupla - dois disjuntores

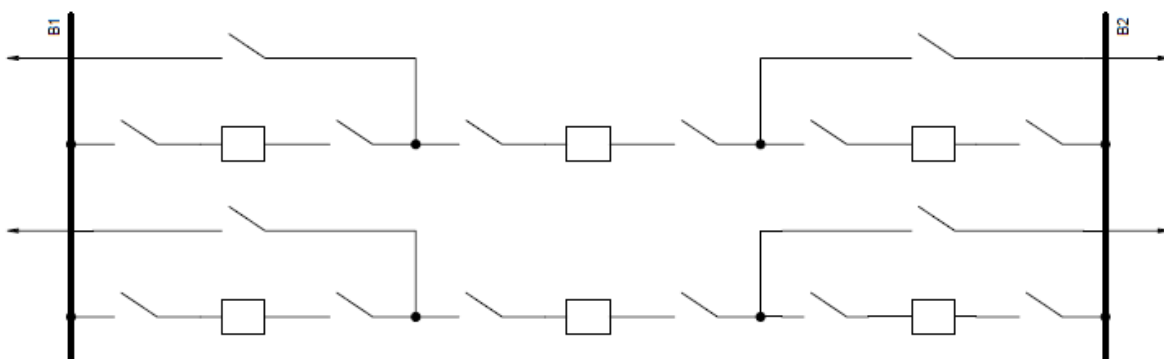



Figura 14 - Barra dupla - disjuntor e meio

2.2.4 Barramento em Anel

As subestações com barramento em anel tem a característica de um disjuntor poder sair de operação sem interromper o fornecimento de energia nos circuitos alimentadores. Por outro lado, os equipamentos da subestação devem ser dimensionados para aproximadamente o dobro da corrente de curto-circuito dos circuitos de alimentação, além de se ter o problema da pouca visibilidade da instalação, o que pode aumentar as chances de erros nas manobras da subestação.

Esta configuração é geralmente utilizada em locais com influência norte americana, para subestações com até seis derivações (Figura 15 e Figura 16).

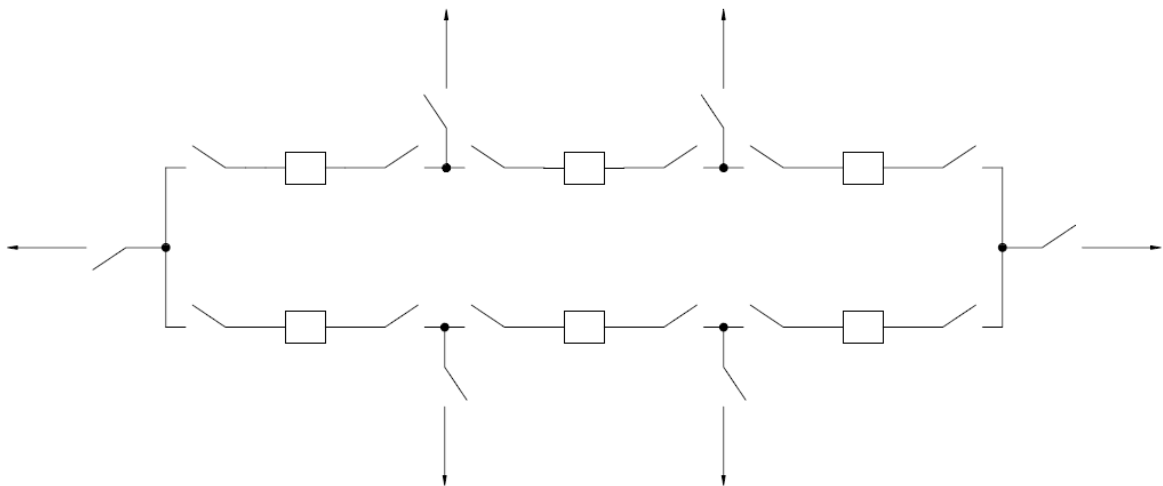



Figura 15 - Barramento em anel simples

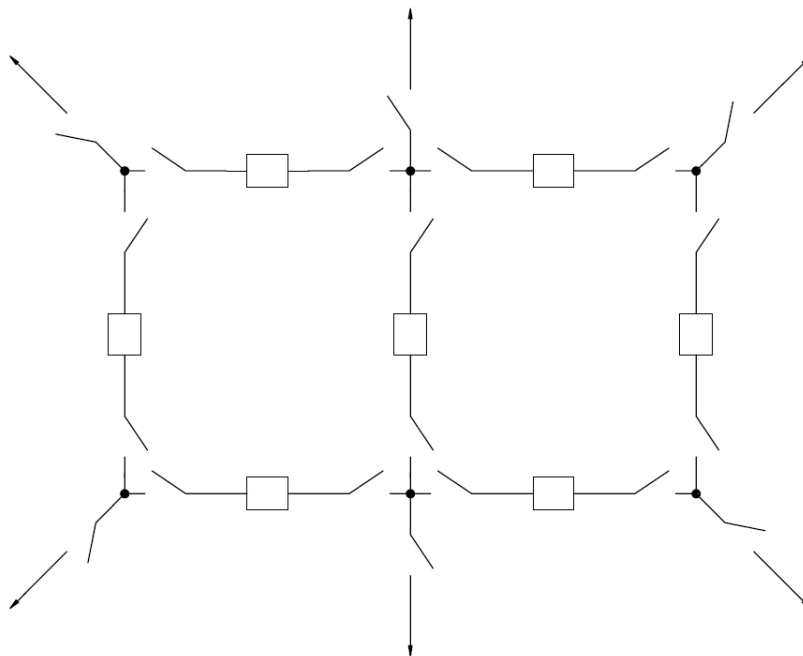



Figura 16 - Barramento em anel duplo

2.2.5 Comparativo entre Configurações

Como a escolha da configuração da subestação é um ponto importante e a relação entre os fatores de mérito muitas vezes é contraditório, é interessante se fazer uma comparação dos fatores de mérito entre as diversas configurações, como resumido na Tabela 2.

Tabela 2 - Comparativo entre configurações típicas de subestações [6]

Configuração	Fatores de Mérito					
	Confiabilidade	**Simplicidade Construtiva**	**Flexibilidade Operativa**	**Facilidade de Expansão**	**Facilidade de Manutenção**	**Fator de Custo**
Barra simples sem seccionamento	Muito baixa	Boa	Não tem	Somente com desligamento completo	Boa	1,0
Barra simples com seccionamento	Baixa	Boa	Baixa	Com desligamento Parcial	Boa	> 1,0
Barra simples e de transferência	Regular	Boa	Regular	Somente com desligamento completo	Boa	1,2
Barra dupla e de transferência	Boa a muito boa	Regular	Boa	Boa	Regular	1,4
Barra dupla com paralelismo	Boa, com mais de 1 circuito / subestação	Boa	Boa, com mais de 1 circuito / subestação	Com desligamento Parcial	Boa	1,2
Barra dupla - dois disjuntores	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Boa	2,0
Barra dupla - disjuntor e meio	Boa a muito boa	Boa	Muito boa	Muito Boa	Boa	1,6
Barramento em anel simples /duplo	Regular	Reduzida	Regular	Reduzida	Regular	1,1

2.2.6 ONS, Concessionárias e Configurações Requeridas

Quando se constrói uma nova subestação é imprescindível atender às normas redigidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e/ou pela concessionária local.

O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

---

6 SCHNEIDER ELECTRIC. **Subestações**. [S.l.].

Em relação à transmissão de energia, o ONS apresenta requisitos mínimos para as instalações de acesso à rede básica e para seus componentes integrantes. No caso dos barramentos, estabelece a configuração mínima de acordo com a classe de tensão, conforme visto abaixo.

- **Barramento de 230 kV** – Barra dupla com disjuntor simples e quatro chaves;
- **Barramento com tensão igual ou superior 345 kV** – Barra dupla com disjuntor e meio.

Vale salientar que arranjos alternativos de barramentos podem ser utilizados, desde que apresentem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos (em relação aos fatores de mérito).

Da mesma maneira que o ONS, as concessionárias observam os fatores de mérito, considerando as vantagens e desvantagens de cada configuração, e recomendam a mais favorável como base para a construção de novas subestações sob sua concessão.

Assim, além de satisfazer os requisitos técnicos relativos ao dimensionamento dos equipamentos e sistemas, uma nova subestação deverá satisfazer minimamente aos requisitos de configuração de barramento, aos requisitos do ONS para subestações de acesso à rede básica e aos requisitos das concessionárias para subestações de acesso a pontos sob sua concessão.

3 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS EQUIPAMENTOS

Existem algumas características que são comuns à maioria dos equipamentos e que são chave para a caracterização destes como, por exemplo, a tensão nominal, a corrente nominal, os níveis de corrente de curto-circuito suportáveis e os níveis de isolamento.

A especificação destas características deverá se basear em quatro fatores principais: experiência, estudos, normas e padronização. Neste ponto, os estudos realizados na etapa de detalhamento se fundamentarão principalmente no diagrama unifilar e nas condições ambientais do local, consistindo basicamente no estudo do fluxo de potência para a determinação das correntes nominais, no estudo de curto-circuito para a determinação da suportabilidade ao curto-circuito e da interruptibilidade dos disjuntores e no estudo das sobretensões para a determinação dos níveis de isolamento.

As informações apresentadas a seguir foram baseadas nos livros de Ary D'Ajuz em conjunto com Furnas ("Equipamentos Elétricos – Especificação e aplicação em subestações de alta tensão" e "Transitórios elétricos e coordenação de isolamento – Aplicação em sistemas de potência de alta tensão"), bem como nas apostila de treinamento de subestações da *Schneider Electric* e nas normas brasileiras (Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT) e internacionais (*International Electrotechnical Commission - IEC*).

3.1.1 Tensão Nominal

Tensão nominal é o nível de tensão elétrica a qual estão submetidos os equipamentos em regime normal de operação. Não deve se confundir tensão nominal com classe de tensão. A classe de tensão é a máxima tensão que pode ser aplicada continuamente entre as partes condutoras do equipamento e o potencial terra sem danificar os isolamentos. Este último é o mais utilizado para definir comercialmente os equipamentos da subestação.

As classes de tensão usuais podem ser vistos na Tabela 3.

Tabela 3 - Classes de tensão usuais

Classes de Tensão (kV)			
Média Tensão	**Alta Tensão**	**Extra-Alta Tensão**	**Ultra-Alta Tensão**
7,2 15 24,2	36 72,5 145 245	300 362 420 550	800 e acima

3.1.2 Corrente Nominal

A corrente nominal é definida como a corrente que atravessa o sistema quando este está em regime normal de operação. É geralmente definida para chaves seccionadoras, disjuntores, transformadores de corrente, bancos de capacitores e filtros.

A especificação das correntes nominais pode ser resumido da seguinte forma:

1. Determinar os fluxos máximos nas linhas através do estudo de fluxo de potência em condições de operação normal de emergência, considerando inclusive futuras expansões;
2. Especificar os valores de corrente nominal da linha como o valor máximo do fluxo de potência que passa por cada linha;
3. Adequar os valores aos padrões vigentes;
4. Padronizar os valores de corrente nominal para todos os equipamentos da subestação, a fim de simplificar as especificações.

Uma maneira simplificada de encontrar tal corrente é relacioná-la com a potência trifásica do transformador de força e com a tensão nominal de operação, conforme visto a seguir:

$$P_{3\emptyset} = \sqrt{3} * i_L * V_L * cos\emptyset$$

$$i_L = \frac{P_{3\emptyset}}{\sqrt{3} * V_L * cos\emptyset}$$

Onde:

$P_{3\emptyset}$ – Potência trifásica do transformador em VA;
i_L – Corrente de linha do sistema;
V_L – Tensão de linha do sistema;
$cos\emptyset$ – Defasagem entre tensão e corrente de linha.

Reescrevendo esta fórmula para outros termos teremos:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n}$$

Onde:

S – Potência do transformador em VA;
I_n – Corrente nominal os equipamentos;
U_n – Tensão nominal do sistema.

3.1.3 Corrente de Curto-Circuito

É convenção adotar a corrente de regime permanente, ou corrente nominal, como sendo a corrente máxima que um equipamento suporta em funcionamento contínuo. Toda a corrente que exceder este valor é denominada corrente anormal.

A corrente de curto-circuito é uma corrente anormal que surge após um defeito de operação/equipamento, sendo extremamente violenta e perigosa. Geralmente alcança valores entre 1.000% e 2.000% das correntes nominais, as podem alcançar valores de até 10.000%. A probabilidade de ocorrência é tão maior quanto menor for a corrente de curto-circuito.

As correntes de curto-circuito são ainda mais importantes quando se trabalha com transformadores operando em paralelo, pois o paralelismo aumenta o nível das correntes de falta.

Não se deve confundir corrente de curto-circuito e corrente de sobrecarga. Esta última ocorre em sistemas ou equipamentos sem defeito e advém de uma solicitação indevida do sistema. Geralmente não ultrapassa 50% do valor da corrente nominal.

Portanto, deve-se projetar os equipamentos da subestação para suportarem todas as solicitações de corrente que surgirem, sem que haja prejuízo para o funcionamento dos mesmos, e até que os disjuntores possam atuar e desligar o trecho defeituoso do circuito.

É importante considerar na especificação da corrente de curto-circuito é a assimetria que esta pode apresentar, devido à componente contínua. Esta componente decai exponencialmente, sendo a constante de tempo função da relação X/R da rede. O valor do pico máximo da corrente de curto-circuito assimétrica, o valor eficaz da corrente simétrica e a duração da corrente de curto-circuito também devem ser especificados.

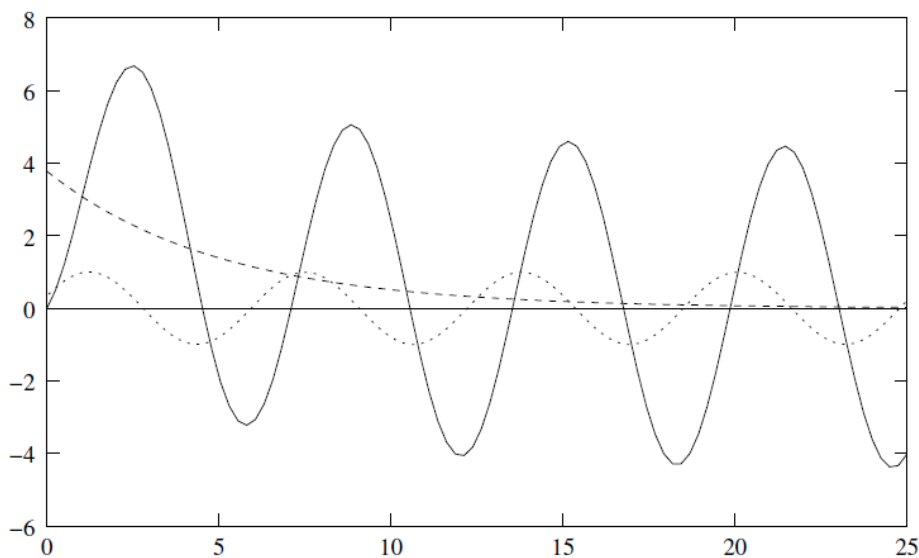



Figura 17 - Exemplo de corrente de curto-circuito assimétrica [7]

Para se determinar as correntes de curto-circuito para chaves seccionadoras, disjuntores, transformadores de corrente, bancos de capacitores e filtros é necessário:

1. Determinar as correntes nominais para os equipamentos, considerando a previsão de expansão futura, como visto no item 3.1.2.

---

7 D'AJUZ, A. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - Aplicação em sistemas de potência de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987.

2. Determinar a relação X/R da rede e a constante de tempo da componente contínua da corrente de curto-circuito;
3. Determinar o valor do pico máximo da corrente de curto-circuito assimétrica;
4. Determinar o valor da componente contínua na separação dos contatos dos disjuntores.

Atualmente, com o avanço da computação digital, as correntes de curto-circuito são calculadas através de programas que utilizam tanto parâmetros da subestação em questão quanto parâmetros do sistema onde a subestação inserirá.

Via de regra o ONS ou a concessionária se incubem da realização de tal estudo, fornecendo no Parecer de Acesso informações como corrente de curto-circuito e resistências e reatâncias da sequência positiva, sequência negativa e sequência zero da rede no ponto de acesso. É indicado também o valor de corrente de curto-circuito mínimo que deve ser adotado para os equipamentos da subestação.

3.1.4 Sobretensões e Níveis de Isolamento

O SEP está na maior parte do tempo sob condições normais de operação. Entretanto, ele está sujeito a fenômenos que implicam em variações súbitas de tensão e corrente. Tais variações podem ser causadas por descargas atmosféricas, manobras do sistema ou faltas no mesmo. É necessário então se fazer alguns estudos, a fim de se obter os valores referentes a estes fenômenos e especificar os equipamentos da subestação. Em geral são denominados de Estudos de Sobretensão.

Classificam-se as sobretensões de duas formas usuais. A primeira forma é feita de acordo com a origem da sobretensão, sendo classificadas em:

- **Sobretensões externas** – Têm sua origem fora do circuito, sendo as descargas atmosféricas as suas principais causas;

- **Sobretensões internas** – Têm origem dentro do circuito considerado, tendo como principal causa as manobras de disjuntores e os curtos-circuitos.

A segunda forma, mais usual e mais adequada para a especificação dos equipamentos é feita de acordo com o tempo de duração e o grau de amortecimento das sobretensões, classificando estas em:

- **Sobretensões atmosféricas** – São aquelas que ocorrem entre fase e terra ou entre fases, causadas por descargas atmosféricas ou por outra causa que apresente as mesmas características da frente de onda de uma descarga atmosférica. Apresentam em geral grande amplitude (da ordem de 6 p.u.) e duração muito curta (frente de onda de até 20 μs), como pode ser visto na Figura 18;

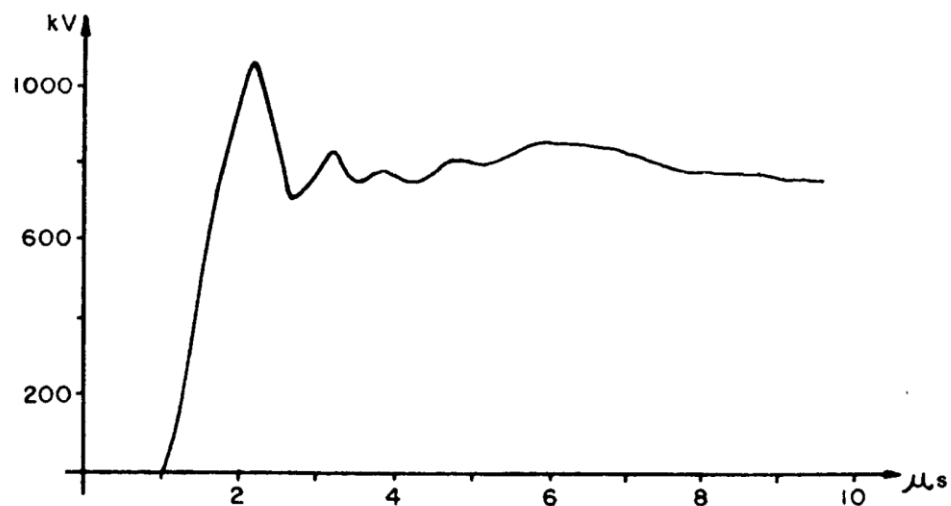



Figura 18 - Exemplo de sobretensão atmosférica fortemente amortecida [8]

- **Sobretensões de manobra** – São aquelas que ocorrem entre fase e terra ou entre fases, causadas principalmente por defeitos ou manobras no sistema, incluindo também outras causas que resultem em uma sobretensão com as mesmas características de frente de onda do impulso de manobra. Normalmente

8 D'AJUZ, A. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - Aplicação em sistemas de potência de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987.

apresentam amplitude de no máximo 4 p.u. e duração de frente de onda entre 100 µs e 500 µs, como por exemplo a mostrada na Figura 19;

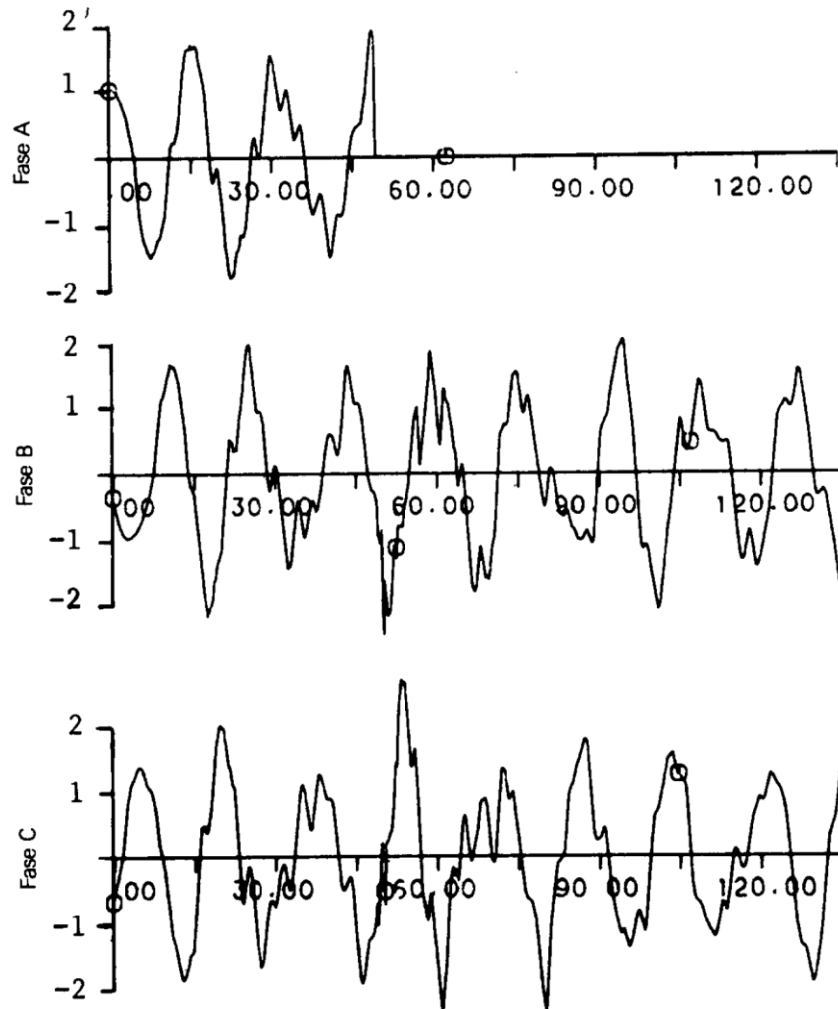



Figura 19 - Exemplo de sobretensões de manobra [9]

- **Sobretensões temporárias** – São sobretensões que ocorrem entre fase e terra ou entre fases, de características oscilatórias, de duração relativamente longa, pouco ou não amortecida, como mostrado na Figura 20. São geralmente causadas por manobras, faltas, fenômenos não lineares ou Efeito Ferranti (fenômeno que faz com que a tensão sustentada na extremidade aberta de uma linha de transmissão seja superior àquela no lado da geração), e apresentam amplitude inferior a 1,5 p.u.. Entretanto, apesar de apresentar menores amplitudes que as anteriores,

---

9 D'AJUZ, A. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - Aplicação em sistemas de potência de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987.

devido à sua duração, podem ser determinantes na especificação do isolamento dos equipamentos.

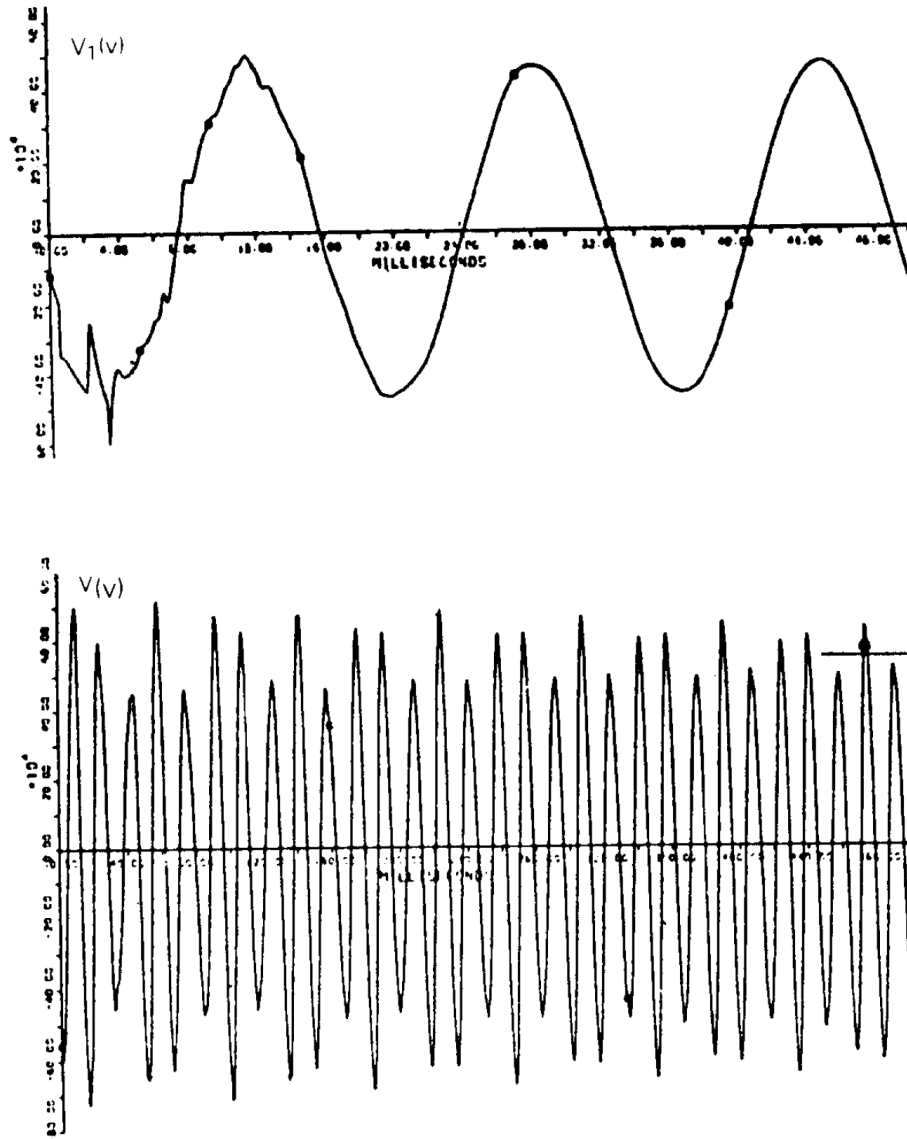



Figura 20 - Exemplo de sobretensões temporárias [10]

3.1.4.1 Determinação e análise de sobretensões

---

10 D'AJUZ, A. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - Aplicação em sistemas de potência de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987.

Existem duas maneiras de se determinar as sobretensões em um sistema: por medições em sistemas reais ou por análise em algum modelo de simulação. Logicamente, quando se trabalha com o projeto de subestações, o primeiro caso não pode ser aplicado, já que é necessário que a subestação já esteja implantada.

Então, de maneira geral, a determinação das características temporárias das sobretensões pode ser determinada por métodos analíticos, porém a determinação de características transitórias advindas de não linearidades, acoplamentos, entre outros, é extremamente difícil. Portanto é necessário se encontrar outra maneira de caracterizar as sobretensões.

Um método que foi muito utilizado e que se tornou obsoleto com a evolução da computação digital é o *Transient Network Analyzer* (TNA) ou Analisador Transitório de Redes (ATR). O TNA é um método analógico composto por modelos individuais em escala reduzida que representam os equipamentos elétricos e que são interligados conforme sistema real. Desta forma, através de um computador digital acoplado a este modelo, pode-se controlar as simulações e fazer a aquisição dos dados. Na Figura 21 pode-se observar o *TNA Laboratory* do Departamento de Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual da Carolina do Norte.

Figura 21 - *TNA Laboratory* da Universidade Estadual da Carolina do Norte [11]

O método mais utilizado atualmente é o *Eletromagnetic Transient Program* (EMTP), que traduz os equipamentos em uma série de equações que definem a relação entre as tensões e as correntes nestes e as usa para a simulação do sistema. Por ser um método analítico, é capaz de representar não somente elementos distribuídos, como também elementos concentrados. Vale ressaltar que o método de cálculo deve permitir a representação dos parâmetros distribuídos e concentrados, de modo preciso, representando valores dependentes da frequência e efeitos de não linearidade. Na Figura 22 pode-se ver a tela do EMTP para o sistema de geração e transmissão de um gerador eólico.

11 **Inside the SynchroPhasor Lab**, 2011. Disponivel em: <http://www.ece.ncsu.edu/power/index.html>. Acesso em: 20 de Maio 2012.

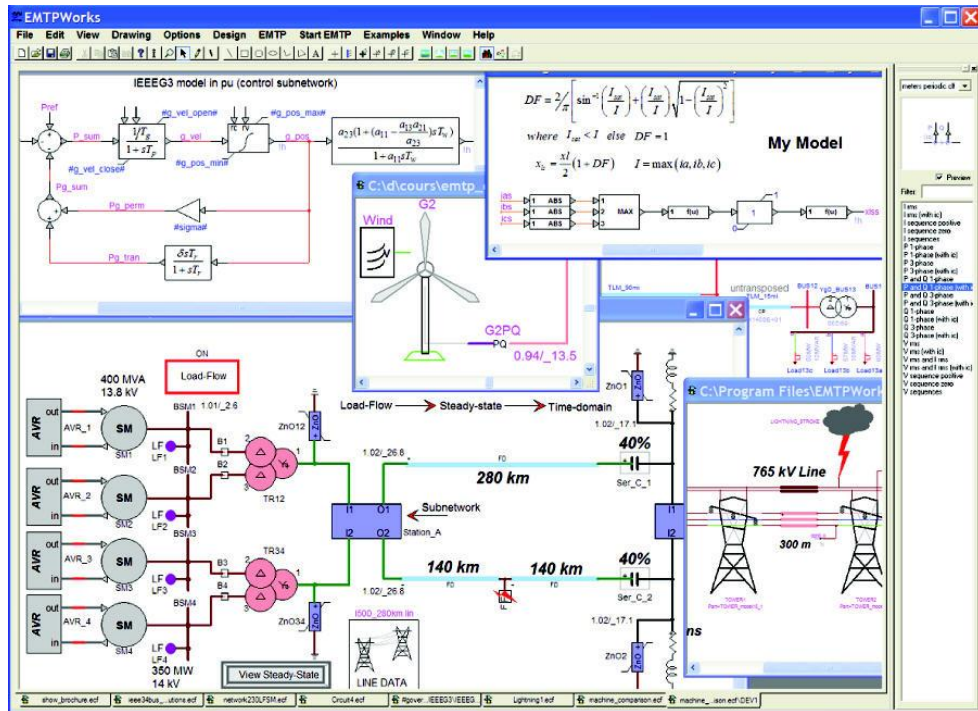



Figura 22 - Exemplo de tela do EMTP [12]

3.1.4.2 Controle de sobretensões

A confiabilidade de suprimento de energia elétrica do SEP se dá em grande parte à sua capacidade de suportar os surtos de sobretensão. Desta forma é necessário se reduzir os efeitos destas solicitações no isolamento dos equipamentos.

Devido à sua característica estatística, causada por uma série de variáveis aleatórias, as sobretensões são imprevisíveis e difíceis de manter sob rígido controle. É necessário então se adotar uma visão prevencionista, adotando medidas ou dispositivos que permitam reduzir a amplitude e a probabilidade de ocorrência das sobretensões.

As medidas e dispositivos mais comuns para o controle das subtensões são:

- **Proteção das linhas de transmissão e das subestações** – As sobretensões nas linhas de transmissão e nos equipamentos das subestações podem ser limitadas

12 **COOPER Power Systems**, 2012. Disponivel em: <http://www.cyme.com/ software/emtp/>. Acesso em: 22 de Maio 2012.

pela utilização de hastes de proteção aérea ou cabos-guarda aéreos (Figura 23), que interceptam descargas atmosféricas diretas, evitando que estes incidam sobre os cabos condutores das linhas de transmissão ou nos barramentos das subestações;

Figura 23 - Cabos-guarda aéreos ou cabos para-raios [13]

- **Para-raios** – Mesmo com um sistema de proteção aérea eficaz, podem ocorrer tensões de surto elevadas. O para-raios (Figura 24) tem o papel de limitar o valor da sobretensão através da absorção de parte da corrente associada à onda de tensão que se propaga em direção aos equipamentos que eles protegem;

---

13 **Agência USP de Notícias**, 2000-2012. Disponivel em: <Fonte: http://www.usp.br/agen/?p=28208>. Acesso em: 23 de Maio 2012.

Figura 24 - Para-raios de alta tensão [14]

- **Resistores de pré-inserção** – Associados aos disjuntores, reduzem a amplitude das sobretensões decorrentes da energização e religamento de linhas de transmissão e também das tensões de reestabelecimento transitórias através dos contatos dos disjuntores. Podem estar ainda associados a capacitores nos terminais dos disjuntores que reduzem a taxa de crescimento da tensão de reestabelecimento transitória;

- **Instante de fechamento do disjuntor** – Devido ao fato das sobretensões de manobra de energização serem dependentes da tensão através dos contatos no instante de fechamento, controla-se o instante de fechamento dos contatos, sincronizando independentemente cada fase como instante em que a tensão estiver passando pelo zero;

- **Modificações na configuração do sistema** – As sobretensões podem de certa forma ser reduzidas fazendo-se modificações no sistema elétrico. Alguns métodos consistem em:
    - Seccionar uma linha de transmissão longa através de disjuntores intermediários. A sobretensão causada pelo chaveamento em uma linha curta é menor do que em uma linha longa;

---

14 **Siemens**, 2002-2012. Disponivel em: <http://www.energy.siemens.com/br/en/power-transmission / high - voltage - products / surge - arresters - limiters / high - voltage - with - silicone-housing-3eq-3el/high-voltage-arrester-with -silicone-housing-3el2.htm>. Acesso em: 06 de Julho 2012.

- Instalar um circuito ressonante composto por resistor (R), indutor (L) e capacitor (C). O indutor e o capacitor são sintonizados à frequência operativa fazendo com que o resistor não seja solicitado em condições normais de operação. Por outro lado, na ocorrência de uma falta, o resistor irá amortecer as oscilações transitórias. Entretanto, este sistema exige o uso de grandes capacitores e indutores, o que reflete um alto custo;
- Instalação de compensadores em derivação (*shunt*), que reduzem o efeito Ferranti e diminuem as sobretensões de manobra;
- Restrições no chaveamento dos disjuntores.

3.1.5 Características e Níveis de Isolamento

Os isolamentos compreendem os espaçamentos no ar, isolamentos sólidos e imersos em líquidos isolantes, além daqueles imersos em gases isolantes como, por exemplo, o hexafluoreto de enxofre (SF_6).

Pode-se classificar os isolamentos de duas maneiras: de acordo com a sua finalidade e em relação às características do isolamento. Quando classificados pela sua finalidade, os isolamentos se dividem em:

- **Externos** – São aqueles que estão em contato com o ar atmosférico e sujeitos aos agentes externos, como descargas atmosféricas, poluição, umidade, poeira e outros agentes, podendo estar sujeitos às intempéries. Podem ainda ser subdivididos em:
  - **Externos para interior** – Isolamento externo abrigado e que não está sujeito às intempéries;
  - **Externos para exterior** – Isolamento externo ao tempo e que está sujeito às intempéries.

- **Internos** – Isolamentos sólidos, líquidos ou gasosos de equipamentos e que não estão em contato com o ar atmosférico e que, portanto, estão livres da influência dos fatores ambientais.

Quando classificados por suas características, dividem-se em:

- **Regenerativos** – São aqueles em que o dielétrico tem a capacidade de regenerar integralmente a sua rigidez dielétrica após a ocorrência de uma descarga disruptiva. Podem ser ainda subdivididos em dois grupos, a saber:
    - **Isolamentos de equipamentos** – São os isolamentos que estão relacionados aos equipamentos da subestação como, por exemplo, a parte externa de equipamentos de manobra e a parte externa das buchas dos transformadores de força e transformadores de medição;
    - **Isolamentos de instalação** – Compreendem os isolamentos que se referem somente à instalação como, por exemplo, espaçamentos de ar entre condutores, entre condutores e estruturas, dentre outros espaçamentos.

- **Não-regenerativos** – São aqueles que não recuperam a sua rigidez dielétrica após a ocorrência de uma descarga. Havendo uma descarga há a danificação parcial ou total do dielétrico. Em geral são utilizados nos equipamentos principais de uma subestação como, por exemplo, o transformador de força;

O nível de isolamento de um equipamento é definido pelo conjunto de tensões suportáveis nominais, aplicadas ao equipamento durante os ensaios e definidas em normas para esta finalidade, que caracterizam a suportabilidade dielétrica da isolação. Para tornar mais eficaz e menos dispendioso o processo de especificação do nível de isolamento dos equipamentos, foram elaboradas normas de procedimento para padronizar cada equipamento, de forma a atender às necessidades tanto de fabricantes como de compradores.

A norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas ABNT NBR 6939:2000, baseada nas normas da *International Electrotechnical Commission* IEC – 71.1 e IEC – 71.2, dividem as tensões máximas dos equipamentos em duas faixas:

- **Faixa 1** – Tensões entre 1 kV e 245 kV;
- **Faixa 2** – Tensões acima 245 kV;

Define também quais as tensões que devem ser aplicadas em ensaio para se comprovar o nível de isolamento de um equipamento, sendo elas:

- **Tensão suportável estatística de impulso de manobra (ou atmosférico)** – É o valor de crista de uma tensão de ensaio de impulso de manobra (ou atmosférico) para o qual a probabilidade de ocorrência de descargas disruptivas na isolação não supere 10%;

- **Tensão suportável convencional de impulso de manobra (ou atmosférico)** – É o valor de crista especificado de uma tensão de impulso para o qual não deve ocorrer descarga disruptiva no isolamento submetido a um número especificado de aplicações (somente aplicado a isolamentos não regenerativos);

- **Tensão suportável nominal à frequência industrial de curta duração** – É o valor eficaz especificado da tensão à frequência industrial que um equipamento deve suportar em condições de ensaio e durante um período de tempo;

- **Tensão suportável nominal de impulso de manobra (ou atmosférico)** – É o valor de crista especificado de uma tensão suportável de impulso de manobra (ou atmosférico) que caracteriza o isolamento de um equipamento.

Ainda, de acordo com a norma, para equipamentos enquadrados na faixa 1, são suficientes para especificar o nível de isolamento somente as tensões suportáveis nominais de impulso atmosférico e à frequência industrial de curta duração. Para os equipamentos da faixa 2 são consideradas as tensões suportáveis nominais de impulso de manobra e atmosférico. As tabelas Tabela 4 e Tabela 5, baseadas na ABNT NBR 6939:2000, apresentam os níveis de isolamento normalizados para as faixas 1 e 2, respectivamente.

Tabela 4 - Níveis de isolamento normalizados para a faixa 1 [15]

Tensão Máxima do Equipamento	**Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial Durante 1 Minuto**	**Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico - NBI**
kV (Valor Eficaz)	**kV (Valor Eficaz)**	**kV (Valor de Crista)**
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
15*	34*	95
		110*
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
		200*
52	95	250
72,5	140	325
		350*
92,4*	150*	380*
	185	450
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

15 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 6939:2000 - Coordenação de Isolamento - Procedimento**. [S.l.], p. 15. 2000.

Tabela 5 - Níveis de isolamento normalizados para a faixa 2 [16]

Tensão Máxima do Equipamento	Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra	Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico - NBI
kV (Valor Eficaz)	**kV (Valor de Crista)**	**kV (Valor de Crista)**
300	750	850
		950
	850	950
		1050
362	850	950
		1050
	950	1050
		1175
420	850	1050
		1175
	950	1175
		1300
420/460*	1050	1300
		1425
525	950	1175
		1300
525/550*	1050	1300
		1425
	1175	1425
		1550
550*	1300	1550
		1675
765	1300	1675
		1800
765/800*	1425	1800
		1950
	1550	1950
		2100

Para as tabelas Tabela 4 e Tabela 5, os valores entre parênteses podem ser considerados insuficientes para provar que as tensões fase-fase especificadas são satisfeitas. São

16 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 6939:2000 - Coordenação de Isolamento - Procedimento**. [S.l.], p. 15. 2000.

necessários então ensaios adicionais de suportabilidade fase-fase. Ainda, os valores assinalados por * não são constantes na norma IEC 60071-1.

3.1.6 Distância de Escoamento

A distância de escoamento, dada em mm/kV, é a menor distância ao longo da superfície de um material entre duas partes condutoras. Está intimamente ligada ao isolamento dos equipamentos das subestações já que, devido ao esforço que as sobretensões e outros fatores causam nos isolamentos dos equipamentos, podem ocorrer descargas elétricas.

O problema está no fato de que fatores climáticos como vento, umidade e poluição possam reduzir as capacidades de isolamento dos isoladores, levando a descargas elétricas indesejadas. Criou-se então o conceito de níveis de poluição, estabelecendo uma distância mínima de escoamento de acordo com as condições ambientais do local de instalação da subestação. A Tabela 6 apresenta os níveis de poluição definidos e respectivos ambientes típicos, enquanto a Tabela 7 apresenta os valores das distâncias mínimas de escoamento para os níveis de poluição apresentados.

Tabela 6 - Níveis de poluição e ambientes característicos [17]

Nível de Poluição	Ambientes Típicos
I - Leve	- Áreas sem indústrias e de baixa densidade de casas com climatização; - Áreas de ventos constantes e/ou chuva; - Áreas agrícolas; - Áreas montanhosas; - Todas as áreas devem estar a mais de 10 km de distância do mar, sem incidência de ventos marítimos.
II - Normal	-Áreas industriais sem fumaça poluidora partículas; - Áreas com grande densidade de casas e indústrias com ventos constantes e/ou chuva; - Áreas expostas a ventos marítimos não muito próximas da costa.
III - Pesado	- Áreas com grande densidade de indústrias e de casas com sistemas de climatização poluidores; - Áreas relativamente próximas ao mar e expostas a ventos vindos do oceano.
IV - Muito Pesado	- Áreas sujeitas à poeira condutiva e fumaça industrial que produza depósitos de partículas condutivas; - Áreas muito próximas da costa e expostas a ventos fortes e poluídos vindos do mar; - Áreas desérticas com falta de chuva por longos períodos de tempo, e expostas a ventos carregados de areia e sal.

17 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Insulation Co-ordination - Part 2:** Aplication Guide. 3a. ed. Genebra: [s.n.], 1996.
INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1:** Definitions, information and general principles. 1a. ed. Genebra: [s.n.], 2008.

Tabela 7 - Níveis de poluição e distâncias de escoamento mínimas [18]

Níveis de poluição	Severidade equivalente dos ambientes			Distância mínima de escoamento (mm/kV)
	Método da névoa salina	Método da camada sólida		
		Vapor-neblina	Kieselguhr	
	Salinidade	Densidade do sal depositado (mg/cm^2)	Condutividade da camada (μS)	
I - Leve	5 - 14	0,03 - 0,06	15 - 20	16
II - Normal	14 - 40	0,1 - 0,2	24 - 35	20
III - Pesado	40 - 112	0,3 - 0,6	36	25
IV - Muito Pesado	> 160			31

18 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Insulation Co-ordination - Part 2:** Aplication Guide. 3a. ed. Genebra: [s.n.], 1996.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1:** Definitions, information and general principles. 1a. ed. Genebra: [s.n.], 2008.

4 EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO

Como o foco principal desta monografia é o projeto de subestações de alta tensão, serão apresentados nesta seção os principais equipamentos de alta tensão que compõem as subestações, baseando-se principalmente nas consultas a seguir apresentadas:

- Livros de Ary D'Ajuz em conjunto com Furnas intitulados "Equipamentos Elétricos – Especificação e aplicação em subestações de alta tensão" e "Transitórios elétricos e coordenação de isolamento – Aplicação em sistemas de potência de alta tensão";
- Livro de Antônio Carlos Cavalcanti de Carvalho intitulado "Disjuntores e chaves: aplicação em sistemas de potência";
- Livro de *John D McDonald* intitulado "*Electric Power Substations Engineering*";
- Monografia de Fabiano de Souza intitulada "Estudo e projeto elétrico básico de uma subestação";
- Monografia de Richard Roberto Caires intitulada "Equipamentos de Alta Tensão";
- Monografia de Keliene Maria Souza de Jesus intitulada "Uma contribuição ao estudo eletromagnético de um reator elétrico trifásico";
- Apostila de treinamento de subestações da Schneider Electric;
- Apostila de Paulo Duailibe intitulada "Subestações: tipos, equipamentos e proteção";
- Apostila de Givanil Costa de Farias intitulada "Máquinas Elétricas";
- Normas brasileiras (ABNT), americanas (ANSI) e internacionais (IEC);
- Catálogos de diversas empresas como *Alston Grid*, *Siemens* e *Trench*;

Esta seção, entretanto, não se dedica a estudar a teoria de funcionamento dos equipamentos de maneira profunda. O intuito é de se apresentar a sua base de funcionamento, suas características e suas funções dentro da subestação. Ainda, não serão apresentadas e nem definidas as características intrínsecas dos projetos específicos de cada equipamento (por

exemplo, dimensões, formas geométricas e materiais), que são assuntos bastante complexos e de responsabilidade de especialistas no assunto.

Posteriormente em outros capítulos, como complementação deste assunto, serão apresentados alguns dos equipamentos de média tensão, sistemas e estudos que podem compor as subestações.

4.1 Transformadores de Força

Os transformadores de força (Figura 25) ou transformadores de potência são os principais e geralmente os mais caros equipamentos de subestações do tipo elevadoras ou abaixadoras. Seu papel é transformar a tensão de um sistema em outra tensão, possibilitando o seu acoplamento.

Figura 25 - Transformador de força *Siemens* [19]

---

19 **Siemens**, 2002-2012. Disponivel em: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/transformers/power -transformers/medium-power-transformers.htm>. Acesso em: 30 de Maio 2012.

4.1.1 Classificação dos Transformadores de Força

Pode-se classificar os transformadores de força de diversas maneiras, a saber:

- **De acordo com o tipo construtivo do núcleo magnético:**
  - **Monofásicos** – São transformadores de força em que se usa um núcleo magnético para cada fase do sistema;
  - **Trifásicos** – São transformadores de força nos quais se utiliza somente um núcleo magnético para o acoplamento das três fases.

- **De acordo com o tipo construtivo dos enrolamentos:**
  - **Convencional** – Os enrolamentos primário e secundário são isolados eletricamente, ou seja, são formados por duas bobinas diferentes. A sua vantagem está no isolamento elétrico entre o primário e secundário, evitando que alguns efeitos prejudiciais sejam transferidos de um lado do transformador para o outro;
  - **Autotransformadores** – Os enrolamentos primário e secundário não são isolados eletricamente, ou seja, uma única bobina compõe os dois enrolamentos. Neste tipo de transformador a tensão de entrada é aplicada entre os terminais da bobina, e a tensão secundária é retirada entre um terceiro terminal e um dos terminais de entrada (neutro).

- **De acordo com o tipo de ligação:**

  O tipo de ligação se define tanto para o enrolamento primário como para o secundário. Quando existente, define-se também para o enrolamento terciário.
  - **Ligação em Delta (Δ) ou Triângulo** – Os terminais de um enrolamento são interligados aos terminais dos outros enrolamentos, de modo que todos os enrolamentos interliguem entre si. As fases são conectadas às conexões entre enrolamentos (Figura 26);

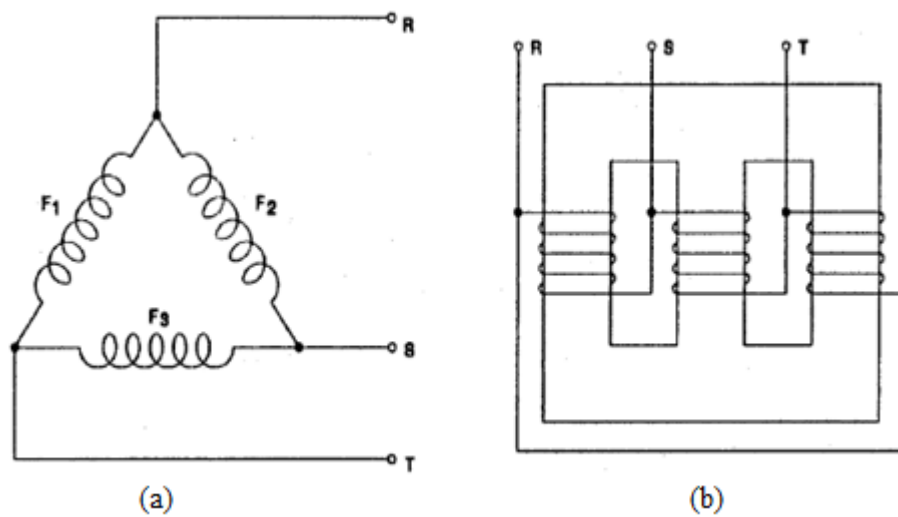



Figura 26 - Ligação em delta esquemática (a) e no núcleo (b) [20]

- **Ligação em Estrela (Y)** – Um dos terminais de cada um dos três enrolamentos é interligado e as fases são conectadas nos outros terminais dos enrolamentos (Figura 27);

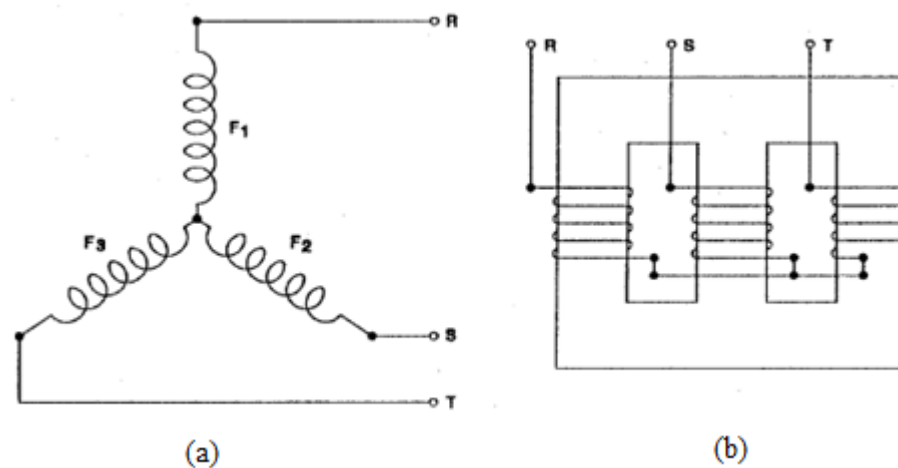



Figura 27 - Ligação em estrela ou Y esquemática (a) e no núcleo (b) [21]

- **Ligação Zig-Zag** – Cada um dos enrolamentos de fase tem duas partes com forças eletromotrizes defasadas entre si (normalmente 120º), e estão ligadas em um ponto em comum (Figura 28). Geralmente é usado

20 FARIAS, G. C. D. **Máquinas Elétricas**. Centro de Formação Profissional Jorge Ignácio Peixoto. [S.l.], p. 69.
21 FARIAS, G. C. D. **Máquinas Elétricas**. Centro de Formação Profissional Jorge Ignácio Peixoto. [S.l.], p. 69.

quando não há equilíbrio de cargas (reatores) ou quanto é necessário se utilizar 2 aterramentos.

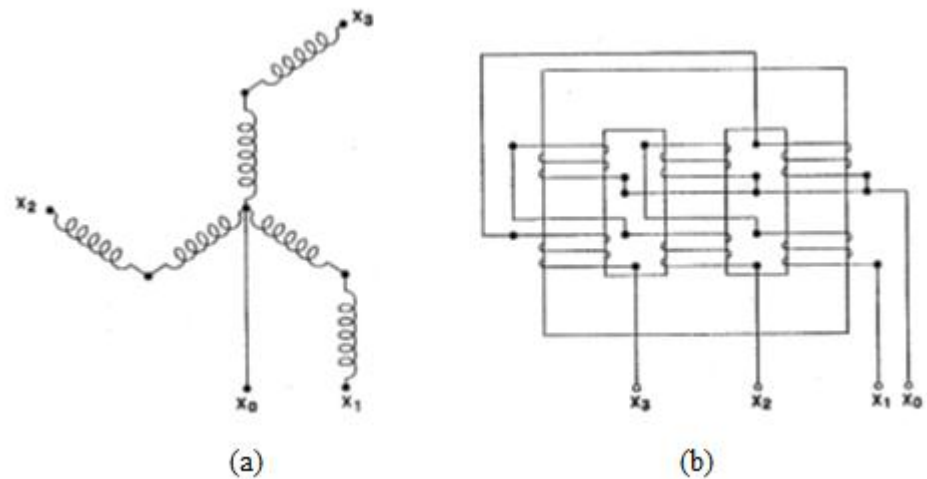



Figura 28 - Ligação Zig-Zag esquemática (a) e no núcleo (b) [22]

- **De acordo com o tipo de refrigeração:**

  Os transformadores são definidos por um grupo de quatro símbolos para cada método de resfriamento, sendo que um transformador pode ter mais de um tipo de resfriamento. Na Tabela 8, baseada na norma ABNT NBR 5356:2004 apresenta-se a natureza do meio de resfriamento e da circulação.

Tabela 8 - Símbolos para refrigeração de transformadores [23]

Natureza do meio de resfriamento	Símbolo
Óleo	O
Liquido isolante sintético não inflamável	L
Gás	G
Água	W
Ar	A
Natureza da circulação	**Símbolo**
Natural	N
Forçada (fluxo não dirigido no caso de óleo)	F
Forçada com fluxo de óleo dirigido	D

22 FARIAS, G. C. D. **Máquinas Elétricas**. Centro de Formação Profissional Jorge Ignácio Peixoto. [S.l.], p. 69.
23 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5356-1:2007 - Transformadores de potência - Parte 1: Generalidades**. [S.l.], p. 95. 2007.

Na Tabela 9 é apresentada a ordem como se deve apresentar os símbolos.

Tabela 9 - Ordem dos símbolos da refrigeração de transformadores [24]

Primeira Letra	Segunda Letra	Terceira Letra	Quarta Letra
Indicativa do meio de resfriamento em contato com os enrolamentos		Indicativa do meio de resfriamento em contato com o sistema de resfriamento externo	
Natureza do meio de resfriamento	Natureza da circulação	Natureza do meio de resfriamento	Natureza da circulação

Por exemplo, um transformador com refrigeração ONAN/ONAF/ONAF2 tem três tipos de refrigeração, sendo o primeiro por óleo natural e ar natural, e o segundo e terceiro por óleo natural e ar forçado.

- **De acordo com o tipo de comutação:**
  O comutador é um dispositivo que muda a ligação das derivações dos enrolamentos dos transformadores, variando então a tensão entre os terminais do transformador e adequando o transformador à variação de carga. Pode ser utilizado tanto no enrolamento primário quanto no secundário.
  - **Sem comutador** – O transformador não apresenta comutador nos enrolamentos;
  - **Com comutador sem carga** – Geralmente definido pela sigla NLTC (*No Load Tap Change*), o comutador é adequado somente para operação com o transformador desenergizado;
  - **Com comutador com carga –** Definido como OLTC (*On Load Tap Change*), o comutador é adequado para operação com o transformador em carga.

Deste modo podemos ter um transformador convencional trifásico com ligação delta-estrela, refrigeração ONAN/ONAF, OLTC, e assim por diante. A escolha do tipo de ligação dependerá de diversos fatores, como tipo de cargas, necessidade de aterramento, presença de harmônicos, dentre outros. Ainda, a escolha do tipo construtivo do transformador dependerá

24 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5356-1:2007 - Transformadores de potência - Parte 1: Generalidades**. [S.l.], p. 95. 2007.

de estudos técnicos e econômicos em relação a fatores como custo, custo das perdas, limitações técnicas de produção, de transporte e de acondicionamento.

Vale citar a utilização comum de um terceiro enrolamento em delta para a ligação de compensadores de reativos e/ou alimentação de serviços auxiliares, geralmente com um terço da potência dos enrolamentos principais. Ainda, para transformadores com ligação do tipo estrela-estrela, é usual a utilização deste terceiro enrolamento em delta, a fim de evitar a saída imediata do transformado com a falta de uma fase.

4.1.2 Impedância Característica do Transformador

A impedância característica, também conhecida por impedância percentual ou tensão de curto-circuito percentual é a parte da tensão nominal que, quando aplicada ao enrolamento primário, é capaz de fazer circular a corrente nominal no secundário quando este está curto-circuitado. Matematicamente podemos escrever:

$$Z = \frac{V_{CC}}{U_{np}}$$

Sendo:

Z – Impedância característica do transformador;
V_{CC} – Tensão do primário suficiente para fazer circular no secundário a corrente nominal quando este está curto-circuitado;
U_{np}– Tensão nominal do primário.

É especialmente importante para o cálculo das correntes de curto-circuito no lado do secundário do transformador já que a máxima corrente de curto-circuito ocorre quando se aplica a plena tensão nominal no primário. Matematicamente tem-se:

$$I_{CC} = \frac{I_{ns}}{Z}$$

Onde:

I_{CC} – Corrente de curto-circuito;
I_{ns} – Corrente nominal do secundário;
Z – Impedância característica do transformador.

É um fator importante também quando se considera paralelismo de transformadores. Os transformadores que estiverem em paralelo devem possuir a mesma impedância característica. Caso contrário, devido às diferenças de tensões entre os secundários dos transformadores, surgirá uma corrente de circulação, que fará com que a potência total fornecida pelo paralelismo dos transformadores não seja igual à soma das potências individuais de cada transformador.

4.1.3 Acessórios dos Transformadores de Força

Os transformadores de força podem apresentar uma infinidade de acessórios. Dentre eles podemos citar:

- Bucha de baixa e alta tensão;
- Transformadores de corrente de bucha;
- Conservador com bolsa de borracha;
- Indicador de temperatura do óleo;
- Indicador de temperatura de enrolamento;
- Dispositivo de alívio de pressão;
- Relé detector de gás;
- Secador de ar;
- Indicador externo de nível de óleo;
- Outros acessórios, conforme definidos em norma ABNT NBR 5356-1:2007.

4.2 Reatores em Derivação

Os reatores em derivação (Figura 29) são equipamentos utilizados para controlar as tensões no barramento em regime permanente e para a redução da sobretensão nos surtos de manobra. Ainda, são usados para a compensação de reativos e redução de correntes de curto-circuito. Para se alcançar tais funções, a relação tensão x corrente dos reatores deve ser linear até um determinado valor de tensão, em geral 150% da tensão do sistema. Isto se faz através da utilização de reatores com núcleo de ar ou com núcleo de ferro e entreferro, sendo estes últimos os mais utilizados, devido ao menor volume ocupado pelo reator.

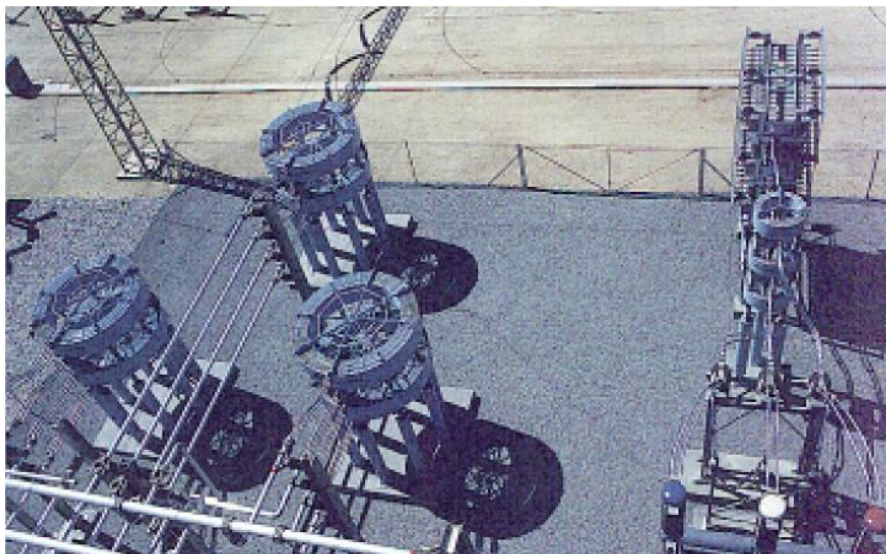



Figura 29 - Reator de derivação controlado por tiristores [25]

Os reatores são muito semelhantes aos transformadores convencionais. Sua principal diferença está no fato de, nos reatores, as colunas com enrolamentos serem laminados em sentido radial e possuírem entreferros (Figura 30). O fluxo nos entreferros é distorcido e a laminação radial garante que as linhas de fluxo sejam sempre contidas nos planos das lâminas, reduzindo as perdas no ferro.

---

25 TRENCH. **Reactors**. [S.l.], p. 16. 2009.

Figura 30 - Exemplo de seção de núcleo com laminação radial [26]

4.2.1 Classificação dos Reatores em Derivação

Os reatores em derivação podem ser classificados de acordo com diversos parâmetros, como visto a seguir.

- **De acordo com o número de fases**:
  - **Banco de reatores monofásicos** – É considerado um núcleo magnético para cada fase. No Brasil os reatores de alta tensão são, em geral, formados por bancos de reatores monofásicos ligados em estrela aterrada;
  - **Reatores trifásicos** – A construção dos núcleos depende da necessidade da impedância da sequencia zero ser igual à impedância da sequência positiva. Se for necessário, o núcleo pode ser construído com cinco

---

26 **Weiku**, 2011. Disponivel em: <http://www.weiku.com/products/8620435/SVC_System_Use_Phased_Air_Core_Shunt_Reactor.html>. Acesso em: 25 de Novembro 2012.

colunas, ou, em casos especiais, com três colunas. Quando não houver a necessidade da igualdade, o reator trifásico pode ser construído com 3 colunas do núcleo formando um triângulo equilátero. Geralmente os reatores de terciário são trifásicos em estrela não aterrada.

- **De acordo com o material do núcleo:**
    - **Núcleo de Ar** – O material construtivo do núcleo é o ar atmosférico;
    - **Núcleo de Ferro** – O material construtivo do núcleo é o ferro. É o tipo mais usado, pois leva a equipamentos mais compactos e com menores perdas.

- **De acordo com a localização:**

  Os reatores em derivação podem estar localizados em diversos pontos do sistema.
    - **Reatores de linha** – Instalados junto à linha de transmissão;
    - **Reatores de barra** – Instalados junto aos barramentos da subestação;
    - **Reatores de terciário** – Instalados junto ao enrolamento terciário dos transformadores de força.

- **De acordo com o regime:**
    - **Manobráveis** – Podem ser desconectados do sistema através da manobra de disjuntores;
    - **Permanentes** – Estão ligados permanentemente ao sistema.

A escolha do tipo de reator em derivação dependerá do custo, da necessidade de unidades reserva, limitações de transporte, de produção e de acondicionamento, dentre outros.

4.3 Disjuntores

Os disjuntores (Figura 31) podem ser considerados os principais equipamentos de proteção de uma subestação, sendo capazes de estabelecer, conduzir e interromper correntes em condições normais de operação assim como estabelecer, conduzir durante tempo

especificado e interromper corrente sob condições anormais de operação, como, por exemplo, as de curto-circuito.

Figura 31 - Disjuntor *Siemens* 245 kV [27]

Seu principal papel no sistema é realizar a interrupção de correntes de falta o mais rápido possível, a fim de se evitar e limitar ao máximo os danos causados aos equipamentos por correntes de curto-circuito. Devem ainda ser capazes de interromper correntes nominais de funcionamento, correntes de magnetização de transformadores e reatores e correntes capacitivos de bancos de capacitores e de linhas em vazio.

4.3.1 Princípio de Funcionamento dos Disjuntores

Uma corrente que circula em um condutor sempre produz um campo magnético. Quando uma corrente cresce em um circuito indutivo, além da energia gasta para aquecer o condutor, é gasta energia para estabelecer o campo magnético. Após estabelecido o valor final

27 **Siemens**, 2002-2012. Disponivel em: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/services / power - transmission - distribution / high - voltage - services / test - research - laboratories/mechanical-temperature-laboratory.htm>. Acesso em: 19 de Junho 2012.

da corrente, certa energia continuará sendo gasta para aquecer o condutor, mas não será necessária energia para o campo magnético. Essa energia do campo magnético é armazenada na forma de energia potencial, e será devolvida ao sistema com a dissipação entre os contatos do disjuntor em forma de arco elétrico.

O arco elétrico consiste de um plasma eletricamente condutor que permite à corrente fluir entre os contatos abertos do disjuntor, evitando assim que o campo magnético decaia com extrema rapidez. Como se sabe:

$$e = L * \frac{di}{dt}$$

Onde:

e – Tensão o circuito ;
L – Indutância do circuito;
$\frac{di}{dt}$ – Variação da corrente de acordo com o tempo.

Então, quanto mais rápido diminuir a corrente, mais rápido o campo irá decair e maior será a tensão induzida. Neste caso, se fosse possível interromper o circuito instantaneamente, seriam criadas sobretensões elevadíssimas, que destruiriam o disjuntor e demais equipamentos protegidos.

Por outro lado, o disjuntor deve interromper o mais rápido possível as correntes de falta, de modo a não comprometer o funcionamento do sistema elétrico.

Portanto, existe um compromisso entre uma interrupção rápida do disjuntor e um tempo mínimo superior no qual a sobretensão causada no sistema não seja demasiadamente alta.

A solução para este problema está em manter o arco elétrico quando os contatos do disjuntor se separam e, quando a corrente estiver próxima de zero, extingui-lo rapidamente. Como é exigida certa temperatura para se manter o arco entre os contatos, proporcionado pela própria corrente do arco, deve-se atentar ao fato de que o calor acumulado na coluna do arco

não desaparece instantaneamente e, se houver uma temperatura alta o suficiente, o arco pode reacender.

4.3.2 Tipos de Disjuntores

Os primeiros disjuntores a serem usados utilizavam a técnica de interrupção ao ar livre. Ao longo do tempo, com crescimento das potências de interrupção e os níveis de tensão dos sistemas elétricos, surgiram disjuntores com outras tecnologias como o disjuntor a óleo, hexafluoreto de enxofre (SF_6), dentre outros.

Os disjuntores de alta tensão, quando classificados de acordo com as técnicas de interrupção, são divididos em:

- **Disjuntores a ar comprimido** – Nos disjuntores a ar comprimido a extinção do arco é feita através da injeção de ar comprimido na região entre os contatos, resfriando o arco e causando a sua extinção. Apesar de este tipo ser muito eficiente em grandes necessidades de interrupção, ele requer constante manutenção e monitoramento, devido à necessidade de se manter uma câmara de ar comprimido com um valor mínimo de pressão. É geralmente aplicado em altas tensões, sobretudo em 230 kV. Construtivamente existem dois tipos de câmaras de extinção utilizadas:
    - **Câmara de sopro axial de uma direção** – Nos disjuntores de sopro em uma única direção, o fluxo de ar comprimido para a atmosfera se dá através do contato móvel;
    - **Câmara de sopro axial de duas direções** – Nestes disjuntores, uma válvula de sopro principal e uma auxiliar são abertas para a atmosfera, criando um fluxo de ar através dos contatos fixo e móvel.

- **Disjuntores a óleo** – Nestes disjuntores, os dispositivos de interrupção são imersos em óleo isolante, geralmente sintético. A extinção do arco se dá pela formação de gases (principalmente hidrogênio), em virtude da decomposição do óleo frente às temperaturas geradas pelo arco elétrico. São utilizados em tensões

até 230 kV, apesar de estarem tecnicamente ultrapassados. Estes disjuntores podem ser subdivididos em:

  - **Grande volume de óleo** – São compostos basicamente de um grande tanque metálico, ao potencial da terra, no qual são imersos os mecanismos de extinção do arco, sendo que cada polo é concentrado em uma unidade individual;
  - **Pequeno volume de óleo** – Como uma evolução das câmaras individuais dos polos dos disjuntores a grande volume de óleo, desenvolveu-se os disjuntores a pequeno volume de óleo. Sua vantagem está no fato de utilizar menor volume de óleo, possuir uma manutenção bem mais simples e prática e apresentar alta confiabilidade. Por outro lado, não está bem adaptado a sistemas de extra-alta tensão.

- **Disjuntores a SF_6** – Devido às suas propriedades, o hexafluoreto de enxofre (SF_6) é um gás muito utilizado para a extinção do arco em disjuntores. Ele é não explosivo, estável, inerte, não tóxico e não corrosivo, além de possuir excelentes características de isolação e favorecer a interrupção da corrente elétrica. São os disjuntores mais utilizados, principalmente em altas e extra-altas tensões Este tipo de disjuntor pode ser dividido em:
  - **De pressão dupla** – Possui um compressor de gás que mantém um reservatório com certo volume de SF_6 a alta pressão. Em uma interrupção, o gás em alta pressão do reservatório é soprado na região entre contatos, para uma câmara de baixa pressão. Após a interrupção, o gás da câmara de baixa pressão é enviado novamente à câmara de alta pressão;
  - **De pressão única (*puffer type*)** – A pressão necessária para o sopro é produzido durante a operação de abertura do disjuntor através de um pistão solidário à haste do contato móvel que, ao movimentar-se, comprime o gás dentro de uma câmara.

- **Disjuntores a semicondutores** – A característica dos semicondutores é de sua resistência passar de um valor muito baixo para um valor consideravelmente alto quando a corrente elétrica passa pelo zero. Desta forma, na interrupção, este tipo de disjuntor não produz tensões de manobra, apresentando um comportamento

próximo ao do disjuntor ideal. Ainda, não existe desgaste dos contatos como nos outros tipos. Em contrapartida, devido a questões de custo, este tipo de disjuntor não é utilizado comercialmente.

Pode-se ainda classificar os disjuntores quanto ao mecanismo de acionamento, sendo eles:

- **Acionamento por solenoide** – Neste tipo de acionamento uma bobina solenoide é utilizada para acionar os contatos na operação de fechamento e também para carregar a mola de abertura. É pouco utilizado devido a pouca energia que é capaz de prover aos sistemas de abertura;

- **Acionamento a mola** – Para este tipo, a energia necessária ao fechamento é armazenada em uma mola. A mola é carregada através de motores de corrente contínua ou corrente alternada. São utilizados em disjuntores de alta e extra-alta tensão;

- **Acionamento a ar comprimido** – A energia necessária para o fechamento do disjuntor é armazenada em câmaras de ar comprimido. São principalmente utilizados em disjuntores com método de extinção de arco por ar comprimido;

- **Acionamento hidráulico** – A energia necessária é armazenada em um “acumulador hidráulico”. Este acumulador é composto de um cilindro contendo um êmbolo estanque e, de um lado, óleo ligado aos circuitos de alta e baixa pressão através de bomba hidráulica, e do outro, certa quantidade de N_2. Utilizados principalmente em extra-alta tensão nos disjuntores que utilizam o SF_6 como meio de extinção de arco.

4.3.3 Acessórios dos Disjuntores

Os principais acessórios utilizados na composição do disjuntor são o resistor de pré-inserção, os capacitores de equalização de tensões e o sincronizador de manobras.

Os resistores de pré-inserção reduzem a amplitude das sobretensões decorrentes da energização e religamento de linhas de transmissão e também das tensões de reestabelecimento transitórias através dos contatos dos disjuntores. Podem estar ainda associados a capacitores nos terminais dos disjuntores que reduzem a taxa de crescimento da tensão de reestabelecimento transitória.

Os capacitores de equalização de tensão são utilizados em disjuntores de alta e extra-alta tensão constituídos por duas ou mais câmaras de interrupção a fim de garantir uma distribuição uniforme da tensão total entre as câmaras.

O sincronizador de manobras é utilizado para otimizar o instante de operação dos disjuntores, calculando o instante ideal de chaveamento dos contatos com base em cada tipo de carga. Por exemplo, a abertura de disjuntores de transformadores é melhor realizada no zero da tensão enquanto o fechamento do disjuntor é melhor realizado no pico da tensão.

4.4 Chaves

As chaves (Figura 32), no sistema elétrico, podem desempenhar diversas funções. Em geral são usadas para o seccionamento de circuitos por necessidade operativa, ou seccionamento do sistema por necessidade de isolar componentes, visando para a realização da manutenção dos mesmos. Via de regra, as chaves somente podem operar quando estão desenergizadas (através da abertura dos disjuntores), ou seja, quando a diferença de potencial entre os seus terminais for o menor possível, evitando assim que se ocorra danos à chave.

Um efeito importante para as chaves é o chamado Efeito Corona. No Efeito Corona, uma descarga é formada pela emissão de elétrons por eletrodos de alta tensão, no qual se

chocam com os átomos do dielétrico entorno do eletrodo, provocando a liberação de novos elétrons, num processo chamado de Avalanche de Townsend. Este efeito ocorre em superfícies pontudas ou irregulares, onde ocorre uma concentração de campo elétrico, grande o suficiente para ionizar o meio isolante no qual a superfície está imersa, tornado o meio condutivo.

Este efeito trás alguns problemas ao sistema como a geração de ruídos audíveis e de radiofrequência, perda de energia, danificação de isolamentos, como também a produção de ozônio, sendo necessário reduzir a sua ocorrência.

Para evitar este efeito são instalados anéis metálicos no entorno dos contatos das chaves de alta a ultra-alta tensão, a fim de se homogeneizar o campo elétrico heterogêneo e concentrado no seu entorno, causado pela própria forma construtiva das chaves (contatos, parafusos, soldas), conforme mostrado na Figura 32.

Figura 32 - Chave seccionadora com abertura dupla lateral e anéis para redução de efeito Corona [28]

---

28 **Direct Industry**, 2012. Disponivel em: <: http://www.directindustry.com/prod/ siemens-ps-power-transmission-solutions/ high-voltage-outdoor-switch-disconnectors-32878-724265.html>. Acesso em: 26 de Junho 2012.

4.4.1 Classificação das Chaves

As chaves podem ser classificadas de acordo com diversos fatores. Quando classificadas de acordo com a função que desempenham dentro da subestação, são divididas em:

- **Chaves seccionadoras** – São utilizadas para contornar (*by-pass*) ou isolar equipamentos das subestações, como disjuntores, capacitores série, dentre outros, a fim de se realizar a manutenção destes equipamentos. Ainda, são utilizadas para se realizar as manobras de transferência entre barramentos de uma subestação (principal, secundário, transferência, dentre outros);

- **Chaves de terra** – São utilizadas para aterrar os equipamentos do sistema que estão em manutenção, ou para aterrar linhas de transmissão, barramentos, ou bancos de capacitores em derivação;

- **Chaves de aterramento rápido** – Estas chaves possuem um tempo de fechamento extremamente rápido e possuem várias aplicações, como:
  - Aterrar componentes energizados, provocando uma falta intencional na rede, a fim de solicitar os esquemas de proteção;
  - Aterrar componentes energizados no caso de defeitos em reatores não manobráveis ligados à linha de transmissão sem sistemas de proteção com transferência de disparo;
  - Aterrar componentes energizados no caso de linhas de transmissão terminadas por transformador sem disjuntor no outro lado da linha;
  - Proteção dos geradores contra sobretensão e auto-excitação.

Também, pode-se classificar as chaves seccionadoras de acordo com o tipo de acionamento das suas lâminas.

- **Acionamento manual** – O acionamento manual pode ser feito com ou sem o auxílio de redutores;

- **Acionamento motorizado** – O acionamento motorizado pode ser feito através de motores elétricos, acionadores hidráulicos, pneumáticos ou outros tipos de acionamento.

4.4.2 Tipos Construtivos das Chaves

Existem diversos tipos construtivos para a abertura e o fechamento das chaves, sendo eles:

- Chave de abertura lateral;
- Chave de abertura vertical;
- Chave de abertura vertical reversa;
- Chave de abertura dupla lateral;
- Chave de abertura central;
- Chave de abertura semi-pantográfica horizontal;
- Chave de abertura semi-pantográfica vertical;
- Chave de abertura semi-pantográfica horizontal e vertical;
- Chave de abertura pantográfica.

Na Figura 33 pode-se observar um esquema construtivo dos tipos de chaves.

Figura 33 - Esquema construtivo dos tipos de chaves

4.4.3 Acessórios das Chaves

Existem inúmeros acessórios para as chaves. A escolha destes deve ser feita em relação à função e características da chave no sistema. Entre os acessórios podemos citar:

- Lâmina de terra;
- Motorização para o acionamento das lâminas da chave;
- Dispositivos de intertravamento entre as lâminas principais e as lâminas de terra;
- Indicadores de posição das lâminas;
- Dispositivos de extinção de arco elétrico;
- Contatos de sacrifício;
- Anéis redutores de Efeito Corona.

4.5 Transformadores de Corrente

O transformador de corrente (Figura 34), juntamente com o transformador de potencial compõem a categoria de equipamentos dos transformadores de instrumentação.

Figura 34 - Transformadores de corrente [29]

A função primária dos transformadores de instrumentação é definida na norma ABNT NBR 6546:1991 como sendo o “transformador que alimenta instrumentos de medição, dispositivos de controle ou dispositivos de proteção”. É um transformador que se destina a reproduzir em seu circuito secundário, em uma proporção definida e conhecida, uma tensão ou corrente do circuito primário com a relação de fase preservada.

Nos transformadores de corrente, o enrolamento primário é ligado em série com o circuito de alta tensão. Desta forma, a impedância do circuito primário deverá ser desprezível quando comparada à impedância do sistema, de modo que a corrente no sistema seja ditada pelo sistema de potência.

4.5.1 Classificação dos Transformadores de Corrente

Os transformadores de corrente são classificados de acordo com a finalidade do sinal do secundário, a saber:

---

29 **Trench**, 2012. Disponivel em: <http://www.trenchgroup.com/Products-Solutions/ Instrument - Transformers/Current - Transformers/SF6 - insulated - Current - Transformers>. Acesso em: 27 de Junho 2012.

- Transformadores de corrente para serviço de medição;
- Transformadores de corrente para serviço de proteção.

Os transformadores de corrente para serviço de proteção pode ser subdivididos, de acordo com a norma ABNT NBR 6546:1991, em:

- **Classe A** – Possuem alta impedância interna, ou seja, a reatância de dispersão do enrolamento secundário possui valor considerável;
- **Classe B** – Possui baixa impedância interna, ou seja, a reatância de dispersão do enrolamento secundário possui valor desprezível.

4.5.2 Tipos Construtivos dos Transformadores de Corrente

Existem diversas formas construtivas dos núcleos dos transformadores de corrente, a saber:

- **Tipo enrolado** – O enrolamento primário envolve mecanicamente o núcleo do transformador (Figura 35);

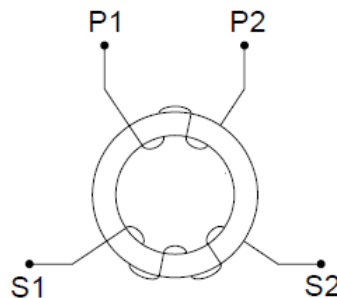



Figura 35 - Transformador de corrente do tipo enrolado

- **Tipo barra** – O enrolamento primário é constituído por uma barra, montada permanentemente através do núcleo do transformador (Figura 36);

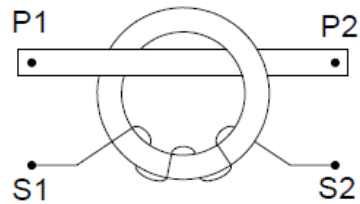



Figura 36 - Transformador de corrente do tipo barra

- **Tipo janela** – Não apresenta enrolamento primário próprio. O núcleo possui uma abertura para a passagem do condutor do circuito primário (Figura 37);

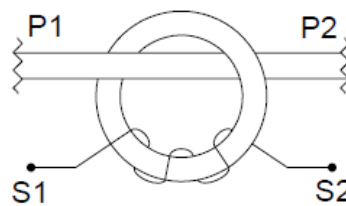



Figura 37 - Transformador de corrente do tipo janela

- **Tipo bucha** – Transformador de corrente semelhante ao tipo janela, mas projetado para ser instalado sobre a bucha de um equipamento elétrico (Figura 38);

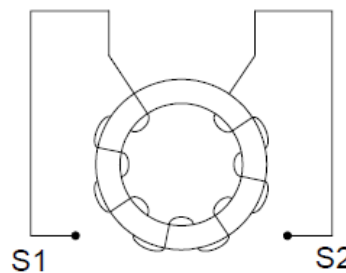



Figura 38 - Transformador de corrente do tipo bucha

- **Tipo com núcleo dividido** - Transformador de corrente semelhante ao tipo janela, mas com núcleo basculante, a fim de se facilitar o enlaçamento do condutor primário (Figura 39);

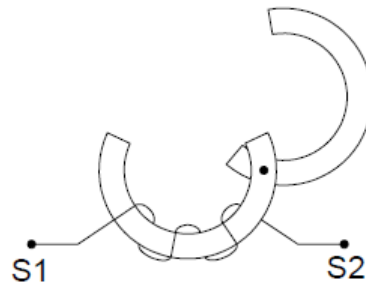



Figura 39 - Transformador de corrente do tipo núcleo dividido

- **Tipo com vários enrolamentos primários** – Possui vários enrolamentos primários separados e isolados entre si;

- **Tipo com vários núcleos** – Possui vários enrolamentos secundários separados e isolados entre si, montados cada um sobre um núcleo diferente, porém com um enrolamento primário em comum.

4.5.3 Correntes Nominais e Relações Nominais dos Transformadores de Corrente

A corrente primária nominal do transformador de corrente é aquela que o equipamento suporta em regime normal de operação. Esta especificação deve considerar a corrente máxima e a corrente de curto-circuito do sistema.

A corrente secundária nominal é padronizada em 1 ou 5 A.

As relações nominais são dadas pela relação entre a corrente primária nominal e a corrente secundária nominal. De acordo com a norma ABNT NBR 6856:1992, temos as relações dadas na Tabela 10.

Tabela 10 – Relações nominais de transformadores de corrente [30]

Corrente Primária Nominal (A)	Relação Nominal	Corrente Primária Nominal (A)	Relação Nominal	Corrente Primária Nominal (A)	Relação Nominal
5	1:1	100	20:1	1000	200:1
10	2:1	150	30:1	1200	240:1
15	3:1	200	40:1	1500	300:1
20	4:1	250	50:1	2000	400:1
25	5:1	300	60:1	2500	500:1
30	6:1	400	80:1	3000	600:1
40	8:1	500	100:1	4000	800:1
50	10:1	600	120:1	5000	1000:1
60	12:1	800	160:1	6000	1200:1
75	15:1			8000	1600:1

4.5.4 Classes de Exatidão dos Transformadores de Corrente

A classe de exatidão do transformador de corrente é dada pelo valor máximo do erro do transformador de corrente, em porcentagem, que pode ser causado pelo transformador de corrente aos equipamentos a ele conectados.

O processo de especificação da classe de exatidão leva em conta a sua finalidade: medição ou proteção. Para os transformadores de corrente, as exatidões padronizadas pela norma ANSI (*American National Standards Institute*) e pela norma ABNT são dadas na Tabela 11.

Tabela 11 - Exatidão para transformadores de corrente [31]

Transformador de Corrente		
Norma	**Medição**	**Proteção**
ANSI	0,3 - 0,6 - 1,2	10
ABNT	0,3 - 0,6 - 1,2 - 3,0	5 - 10

30 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 6856:1992 - Transformador de Corrente**. [S.l.], p. 22. 1992.
31 DUAILIBE, P. **Subestações - Tipos, equipamentos e proteção**. [S.l.]: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 1999.

Para os transformadores de corrente para medição utiliza-se o conceito de carga nominal. Segundo a ABNT as cargas nominais são designadas pelo símbolo “C” seguido do número de volt-ampères correspondente à corrente secundária nominal. Pode-se observar seus valores na Tabela 12.

Tabela 12 - Valores de carga nominal e designações de transformadores de corrente para medição [32]

Designação		**Resistência Ω**	**Indutância nH**	**Potência Aparente VA**	**Fator de Potência**	**Impedância Ω**
ANSI	**ABNT**					
B-0,1	C2,5	0,09	0,116	2,5	0,90	0,1
B-0,2	C5,0	0,18	0,232	5,0	0,90	0,2
B-0,5	C12,5	0,45	0,580	12,5	0,90	0,5
B-1	C25	0,50	2,3	25	0,50	1,0
B-2	C50	1,0	4,6	50	0,50	2,0
B-4	C100	2,0	9,2	100	0,50	4,0
B-8	C200	4,0	18,4	200	0,50	8,0

Assim, no caso de um transformador de corrente de medição, para a especificação da classe de exatidão indica-se a exatidão seguida do símbolo de maior carga nominal com a qual se verifica esta exatidão (por exemplo, 0,3C100).

Para os transformadores de corrente para proteção, utiliza-se o conceito de classe (A ou B), como definida no item 4.5.1. Temos assim a Tabela 13.

32 DUAILIBE, P. **Subestações - Tipos, equipamentos e proteção**. [S.l.]: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 1999.

Tabela 13 – Classes e designações de transformadores de corrente para proteção [33]

Características Nominais			Designação	
Impedância Secundária Interna	Potência Aparente VA	Tensão Secundária V	ANSI	ABNT
Alta (A)	2,5	10	T10	A10
	5,0	20	T20	A20
	12,5	50	T50	A50
	25	100	T100	A100
	20	200	T200	A200
	100	400	T400	A400
	200	800	T800	A800
Baixa (B)	2,5	10	C10	B10
	5,0	20	C20	B20
	12,5	50	C50	B50
	25	100	C100	B100
	20	200	C200	B200
	100	400	C400	B400
	200	800	C800	B800

Assim, no caso de um transformador de corrente de proteção, para a especificação da classe de exatidão indica-se a exatidão seguida da classificação do transformador quanto à impedância interna e logo após a tensão secundária que aparece nos terminais do transformador de corrente (por exemplo, 10B200).

4.6 Transformadores de Potencial

O transformador de potencial (Figura 40), assim como o transformador de corrente, é um transformador de instrumentação. Nos transformadores de potencial, o enrolamento primário é ligado em derivação ao sistema e o enrolamento secundário é utilizado para alimentar as bobinas de potencial de instrumentos de medição e proteção.

---

33 DUAILIBE, P. **Subestações - Tipos, equipamentos e proteção**. [S.l.]: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 1999.

Figura 40 - Transformador de potencial indutivo [34]

A principal função dos transformadores de potencial é a de isolar o circuito de alta tensão do circuito de baixa tensão, e reproduzir os efeitos transitórios e regime permanente do circuito de alta tensão o mais fielmente possível no circuito de baixa tensão.

4.6.1 Classificação dos Transformadores de Potencial

Os transformadores de potencial podem ser classificados em três grupos, de acordo com a norma ABNT NBR 6546:1991:

- **Grupo 1** – Transformadores projetados para ligação entre fases;
- **Grupo 2** – Transformadores projetados para ligação ente fase e neutro de sistemas diretamente aterrados;
- **Grupo 3** – Transformadores projetados para ligação entre fase e neutro de sistemas onde não se garanta a eficácia do aterramento.

---

34 **Trench**, 2012. Disponivel em: <http://www.trenchgroup.com/Products-Solutions/Instrument-Transformers/Inductive-Voltage-Transformers/SF6-insulated-Inductive-Voltage-Transformers>. Acesso em: 03 de Julho 2012.

4.6.2 Tipos Construtivos dos Transformadores de Potencial

Existem basicamente dois tipos construtivos de transformadores de potencial:

- **Transformador de potencial indutivo** – São semelhantes a um transformador de força, porém conectados a pequenas cargas;
- **Transformador de potencial capacitivo** – São constituídos basicamente de capacitores, cujas funções são de divisor de tensão capacitivo e de acoplar a comunicação via *carrier* (PLC) ao sistema de potência, associados a uma estrutura de um transformador de potencial indutivo.

Existem ainda os divisores capacitivos, divisores resistivos e divisores mistos, que não são usados em sistemas de potência, sendo utilizados em circuitos de ensaio e testes de laboratório.

Para tensões até 69 kV, há a predominância do uso dos transformadores de potencial indutivos. Entre as tensões de 69 kV e 138 kV, não há preferência de uso, sendo que em sistemas onde se utiliza o PLC (*Power Line Carrier*) é necessário se utilizar o transformador de potencial capacitivo. Acima de 138 kV, os transformadores de potencial capacitivos são predominantes.

4.6.3 Relações Nominais dos Transformadores de Potencial

A relação nominal é a relação entre a tensão primária nominal e a tensão secundária nominal. Apresenta-se na Tabela 14 os valores tabelados pela norma ABNT NBR 6855:2009.

Tabela 14 - Relações nominais para transformadores de potencial [35]

Ligação entre fases		Ligação entre fase e terra			
Tensão Primária Nominal (V)	Relação Nominal	Tensão Primária Nominal (V)	Relação Nominal Tensão Secundária Nominal (V)		
			115/3	115/√3	115
115	1:1	-	-	-	-
230	2:1	-	-	-	-
402,5	3,5:1	-	-	-	-
460	4:1	-	-	-	-
2.300	20:1	2.300/√3	36:1	20:1	12:1
3.450	30:1	3.450/√3	52,5:1	30:1	17,5:1
4.025	35:1	4.025/√3	60:1	35:1	20:1
4.600	40:1	4.600/√3	72:1	40:1	24:1
6.900	60:1	6.900/√3	105:1	60:1	35:1
8.050	70:1	8.050/√3	120:1	70:1	40:1
11.500	100:1	11.500/√3	180:1	100:1	60:1
13.800	120:1	13.800/√3	210:1	120:1	70:1
23.000	200:1	23.000/√3	360:1	200:1	120:1
34.500	300:1	34.500/√3	525:1	300:1	175:1
46.000	400:1	46.000/√3	720:1	400:1	240:1
69.000	600:1	69.000/√3	1050:1	600:1	350:1
-	-	138.000/√3	2100:1	1.200:1	700:1
-	-	230.000/√3	3600:1	2.000:1	1.200:1
-	-	345.000/√3	-	3.000:1	1.800:1
-	-	440.000/√3	-	4.000:1	2.300:1
-	-	500.000/√3	-	4.500:1	2.500:1
-	-	525.000/√3	-	4.500:1	2.600:1
-	-	765.000/√3	-	6.600:1	3.800:1

4.6.4 Classes de Exatidão dos Transformadores de Potencial

O processo de especificação da classe de exatidão dos transformadores de potencial é análogo ao dos transformadores de corrente. As exatidões tabeladas em norma são dadas na Tabela 15.

35 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR:6855:2009 - Transformadores de potencial indutivos**. [S.l.], p. 71. 2009.

Tabela 15 - Exatidão para transformadores de potencial

Transformador de Potencial	
Norma	**Proteção e Medição**
ANSI	0,3 - 0,6 - 1,2

No caso de um transformador de potencial, para a especificação da classe de exatidão indica-se a exatidão seguida do símbolo de maior carga nominal com a qual se verifica esta exatidão (indicado pelo símbolo “P” pela norma ABNT). Pode-se observar os valores das cargas nominais na Tabela 16.

Tabela 16 - Valores de carga nominal e designações de transformadores de potencial [36]

Designação ABNT	**Resistência Ω**	**Indutância mH**	**Potência Aparente VA**	**Cos φ**	**Impedância Ω**
P12,5	115,2	3042	12,5	0,10	1152
P25	403,2	1092	25	0,70	576
P35	82,2	1095	35	0,20	411
P75	163,2	268	75	0,85	192
P100	115,2	229	100	0,85	144
P200	61,2	101	200	0,85	72
P400	30,6	50,4	400	0,85	36

4.7 Para-raios

Os para-raios (Figura 41) são equipamentos muito importantes para o sistema elétrico de potência, ajudando a aumentar a sua confiabilidade, economia e continuidade de operação.

36 D'AJUZ, A. **Equipamentos Elétricos - Especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.

Figura 41 - Para-raios *Siemens* [37]

A sua principal função é a de proteger os equipamentos contra descargas que entram na subestação através das linhas de transmissão e também proteger contra parte das falhas da blindagem contra descargas diretas (cabos para-raios). Isto é feito limitando-se a tensão a um valor conhecido, evitando que tensões superiores cheguem aos equipamentos protegidos. Como uma função adicional, os para-raios podem proteger o sistema contra surtos de manobra.

De uma maneira geral, os para-raios são construtivamente bem simples. São compostos por um elemento resistivo não linear e um centelhador. Em condições normais de operação, o para-raios funciona como um circuito aberto. Quando ocorre uma sobretensão, o centelhador dispara e uma corrente passa pelo resistor não linear, limitando assim a tensão nos seus terminais. É possível eliminar o centelhador desde que o resistor não linear apresente uma característica suficientemente adequada para esta finalidade.

Atualmente o elemento resistivo mais utilizado é o composto por óxido metálico, principalmente o óxido de zinco (ZnO), em substituição aos elementos de carboneto de silício, que além de apresentarem melhor capacidade de dissipação de energia não necessitam do uso dos centelhadores.

---

37 **Siemens**, 2002-2012. Disponivel em: <http://www.energy.siemens.com/br/en/power-transmission / high - voltage - products / surge - arresters - limiters / high - voltage - with - silicone-housing-3eq-3el/high-voltage-arrester-with -silicone-housing-3el2.htm>. Acesso em: 06 de Julho 2012.

4.7.1 Classificação dos Para-raios

Existem duas maneiras principais para se classificar os para-raios:

- **Quanto à sua funcionalidade** – A funcionalidade está relacionada com a localização do para-raios na subestação.
  - **De estação** – Englobam todos as classes de tensão, em especial as acima de 138 kV;
  - **Intermediário (ou subtransmissão)** – Englobam principalmente os para-raios com classe de tensão entre 138 kV e 35 kV, normalmente utilizadas para a subtransmissão;
  - **De distribuição** – Englobam as classes de tensão abaixo de 35 kV, mais utilizados para a distribuição.

- **Quanto ao material do isolamento** – Comercialmente utilizam-se três tipos de isolação para os para-raios:
  - **Com invólucros de vidro ou porcelana;**
  - **Com invólucro polimérico;**
  - **Encapsulados com isolamentos a SF_6.**

4.7.2 Valores Nominais dos Para-raios

A tensão nominal do para-raios (U_n) é, de acordo com a norma ABNT NBR 16050:2012, a máxima tensão eficaz, à frequência industrial, aplicável entre os terminais do para-raios, para o qual ele é projetado para operar corretamente sobre as condições de sobretensões temporárias estabelecidas nos ensaios de ciclo de operação. Os valores tabelados de acordo com a faixa de tensão nominal e os degraus de tensão são dados na Tabela 17.

Tabela 17 - Valores de tensão nominal de para-raios

Faixa de Tensão Nominal kV Eficaz		**Degraus de Tensão Nominal**
3	12	1
12	54	3
54	108	6
108	288	12
288	396	18
396	756	24

A escolha da tensão nominal do para-raios dependerá da tensão de operação contínua do para-raios e também do tipo de aterramento do sistema.

A máxima tensão de operação contínua do para-raios (U_c), também conhecida como MCOV (*Maximum Continuous Operating Voltage*), é a máxima tensão eficaz permissível à frequência industrial que pode ser aplicada continuamente aos terminais dos para-raios.

Para para-raios de óxido metálico em sistemas com neutro aterrado, a tensão de operação contínua deverá ser 10% maior que a tensão fase-terra do sistema. Desta forma:

$$U_c = 1{,}1 * \frac{U_{ns}}{\sqrt{3}}$$

Onde:

U_c – Máxima tensão de operação contínua;

U_{ns} – Tensão nominal do sistema.

O resultado de U_c é aproximado ao valor superior mais próximo de tensão de acordo com a Tabela 17.

Para sistemas com neutro isolado, ou seja, aterrado através de um equipamento como um resistor, um reator, um transformador ou um indutor, a tensão de operação contínua terá o

seu valor 10% acima da tensão fase-fase do sistema, aproximado para o valor superior mais próximo de acordo com a Tabela 17.

Para os dois casos citados anteriormente, como regra, assume-se que a tensão nominal do para-raios deva ser pelo menos 125% da tensão de operação contínua do para-raios. Desta forma:

$$U_n = 1{,}25 * U_c$$

Onde:

U_n – Tensão nominal do para-raios;
U_c – Máxima tensão de operação contínua.

Aproxima-se o valor de U_n para o valor superior mais próximo dado na Tabela 17, encontrando-se o valor final da tensão nominal do para-raios.

Por exemplo, considerando que estamos trabalhando em um sistema com tensão nominal de 138 kV:

1. Em um sistema com neutro aterrado:

$$U_c = 1{,}1 * \frac{138}{\sqrt{3}}\ kV = 87{,}642\ kV \rightarrow U_c = 96\ kV$$

$$U_n = 1{,}25 * U_c = 120\ kV\ \rightarrow\ U_n = 120\ kV$$

2. Em um sistema com neutro isolado:

$$U_c = U_{ns} = 1{,}1 * 138\ kV = 151{,}8\ kV \rightarrow\ U_c = 156\ kV$$

$$U_n = 1{,}25 * U_c = 195\ kV \rightarrow\ U_n = 204\ kV$$

A corrente de descarga nominal do para-raios (I_n) é o valor de crista do impulso de corrente, com forma 8/20 ms. Seus valores tabelados são de 20 kA e 10 kA para para-raios

tipo estação e de 10 kA e 5 kA para para-raios tipo distribuição. A escolha da corrente é feita geralmente de acordo com a tensão nominal do para-raios, da seguinte maneira:

- **Corrente de descarga nominal de 5 kA** – Tensão nominal do para-raios de 3 a 39 kV eficaz;
- **Corrente de descarga nominal de 10 kA** – Tensão nominal do para-raios de 3 a 360 kV eficaz;
- **Corrente de descarga nominal de 20 kA** – Tensão nominal do para-raios de 276 a 612 kV eficaz.

4.8 Bobinas de Bloqueio

As bobinas de bloqueio (Figura 42) são equipamentos utilizados quando se adota para a subestação um sistema de teleproteção do tipo OPLAT (Ondas Portadoras sobre Linha de Alta Tensão), que será explanado em tópico posterior. As bobinas são instaladas em série com a linha de transmissão, nos terminais desta linha, com o objetivo de limitar os sinais de teleproteção à linha de transmissão.

Para isto, as bobinas de bloqueio possuem alta impedância para a frequência da portadora dos sinais de telecomunicação e baixa impedância para a frequência do sistema.

Figura 42 - Bobina de bloqueio [38]

38 TRENCH. **Line Traps**. [S.l.], p. 12. 2000.

4.8.1 Características Construtivas das Bobinas de Bloqueio

As bobinas de bloqueio são constituídas de um enrolamento principal, envolto em um núcleo geralmente de ar, de um dispositivo de sintonia, um dispositivo de proteção (para-raios), dos terminais para a conexão da linha de transmissão e dos cabos da subestação. Podem conter um pedestal, a fim de ser instalados sobre um isolador de pedestal ou sobre um transformador de corrente capacitivo, ou ainda conter isoladores na parte superior, para a instalação em modo suspenso. Podemos observar as bobinas, de modo esquemático, na Figura 43.

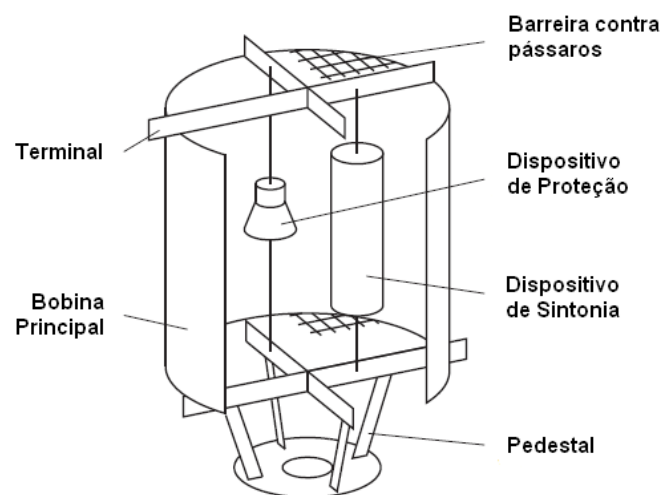



Figura 43 - Esquemático das bobinas de bloqueio [39]

4.8.2 Cálculo das Bobinas de Bloqueio

As frequências normalmente utilizadas para a onda portadora dos sinais de teleproteção dos sistemas OPLAT situam-se entre 30 kHz e 500 kHz. A função das bobinas de bloqueio será de bloquear bandas de frequência específicas dentro desta faixa. Para isso, devem possuir um valor mínimo dentro de uma faixa de impedância ou componente resistivo da impedância.

---

39 TRENCH. **Line Traps**. [S.l.], p. 12. 2000.

A avaliação das bobinas de bloqueio envolve a comparação da impedância da bobina de bloqueio em uma determinada frequência com a impedância do sistema vista do local de instalação da mesma. Dependendo das normas utilizadas, utiliza-se o valor de impedância da linha entre 300 Ω e 600 Ω. Usualmente utiliza-se o valor de 400 Ω para acoplamentos fase-terra e 600 Ω para acoplamento fase-fase.

Os parâmetros utilizados para se medir a eficiência da bobina de bloqueio são a perda de inserção (A_t) e a atenuação de bloqueio (A_b), expressos em decibéis ou nepers. Matematicamente temos:

$$A_t = ln\left|1 + \frac{Z_L}{2 * Z}\right| \; [Np]$$

$$A_b = ln\left|1 + \frac{Z}{Z_1}\right| \; [Np]$$

Onde:

A_t – Perda de inserção;
Z_L – Impedância da linha;
Z – Impedância de bobina de bloqueio;
A_b – Atenuação de bloqueio;
Z_1 – Impedância do sistema (Usualmente utiliza-se o valor de 400 Ω para acoplamentos fase-terra e 300 Ω para acoplamento fase-fase);
1 Np – 8,7 dB.

Quando se coloca um capacitor em paralelo com uma indutância baixa, obtêm-se um circuito ressonante de elevada impedância na frequência de ressonância f_r , e baixa impedância nas extremidades da largura de faixa. O componente resistivo mínimo desejado é obtido amortecendo-se o circuito ressonante através da inserção de um resistor em série com o capacitor de sintonia.

Para um sistema com sintonia simples, calcula-se a resistência mínima de bloqueio ou a impedância mínima de bloqueio através de:

$$R_{min} = k * \pi * L * \frac{f_2 * f_1}{f_2 - f_1}$$

$$Z_{min} = \sqrt{2} * k * \pi * L * \frac{f_2 * f_1}{f_2 - f_1}$$

Onde:

R_{min} – Resistência mínima de bloqueio;
Z_{min} – Impedância mínima de bloqueio;
f_1 – Limite superior da faixa;
f_2 – Limite inferior da faixa;
f_r – Frequência de ressonância;
k – Fator determinado pela Tabela 18.

$$f_r = \sqrt{f_1 * f_2}$$

Tabela 18 - Fator k para cálculo de resistência mínima e impedância mínima de bloqueio [40]

f_r (kHz)	**Fator k**
20	0,75
25	0,76
30	0,77
35	0,78
40	0,79
50	0,82
60	0,85
70	0,87
80	0,88
90	0,89
≥ 100	0,90

Para sistemas de sintonia de banda larga, o componente resistivo mínimo e a impedância de bloqueio mínima são calculados por:

40 ALSTOM GRID. **Bobinas de bloqueio - Núcleo de ar, tipo seco até 800 kV**. [S.l.], p. 8. 2011.

$$R_{min} = k * 2 * \pi * L * \frac{f_2 * f_1}{f_2 - f_1}$$

$$Z_{min} = \sqrt{2} * k * 2 * \pi * L * \frac{f_2 * f_1}{f_2 - f_1}$$

Onde:

R_{min} – Resistência mínima de bloqueio;
Z_{min} – Impedância mínima de bloqueio;
f_1 – Limite superior da faixa;
f_2 – Limite inferior da faixa;
f_r – Frequência de ressonância;
k – Fator determinado pela Tabela 18.

4.9 Bancos de Capacitores em Derivação

A instalação de blocos de compensação capacitiva tem como objetivo diminuir os custos e otimizar o desempenho do sistema elétrico. Para isto a instalação visa compensar o fator de potência das cargas, resultando principalmente em:

- Aumento na tensão nos terminais da carga;
- Melhora na regulação da tensão;
- Redução nas perdas na transmissão;
- Redução no número de linhas para o transporte de reativos.

Essas compensações capacitivas podem ser conseguidas através de vários equipamentos como geradores, linhas de transmissão, compensadores síncronos, compensadores estáticos controlados por tiristores, bancos de capacitores, dentre outros equipamentos. Dentre estes, os bancos de capacitores apresentam considerável vantagem em relação ao custo e manutenção.

4.9.1 Unidades Capacitivas e Bancos de Capacitores

As unidades capacitivas, também chamadas de latas ou células capacitivas, são uma associação série e/ou paralelo de capacitores individuais. Os capacitores possuem internamente resistores de descarga projetados para garantir a extinção da tensão da unidade após alguns minutos (entre 5 e 10 min). Podemos ver o esquema de uma unidade capacitiva na Figura 44.

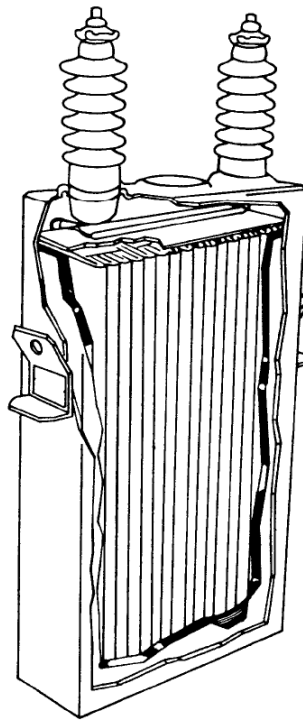



Figura 44 - Esquema de uma unidade capacitiva [41]

Os bancos de capacitores são compostos pela associação série e/ou paralelo destas unidades capacitivas (Figura 45), sendo necessário se estudar o sistema em que eles serão inseridos a fim de se dimensionar corretamente os bancos.

41 D'AJUZ, A. **Equipamentos Elétricos - Especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.

Figura 45 - Banco de capacitores [42]

A proteção dos capacitores é feita através de um elo fusível ligado às unidades capacitivas, de modo que ele se rompa durante um curto-circuito interno, isolando a unidade capacitiva defeituosa o mais rápido possível, evitando assim que outras unidades capacitivas sejam atingidas. Este elo fusível pode ser interno (Figura 47) ou externo (*fuseless*) (Figura 46), variando de acordo com o projeto.

42 SIEMENS. **Capacitores de Potência para Alta Tensão**. [S.l.], p. 6. 2010.

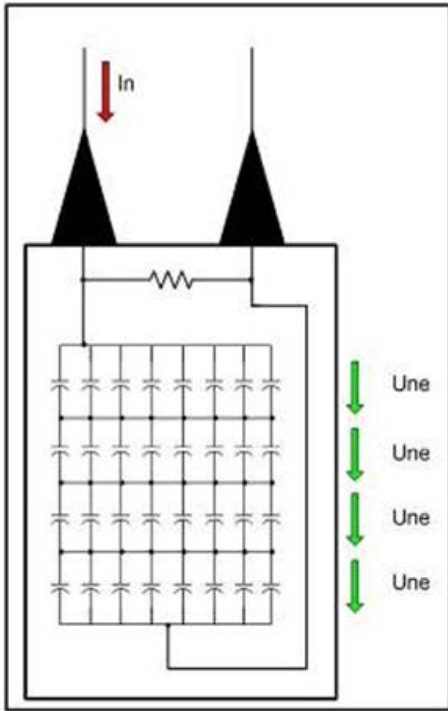



Figura 46 – Unidade capacitiva com fusível externo [43]

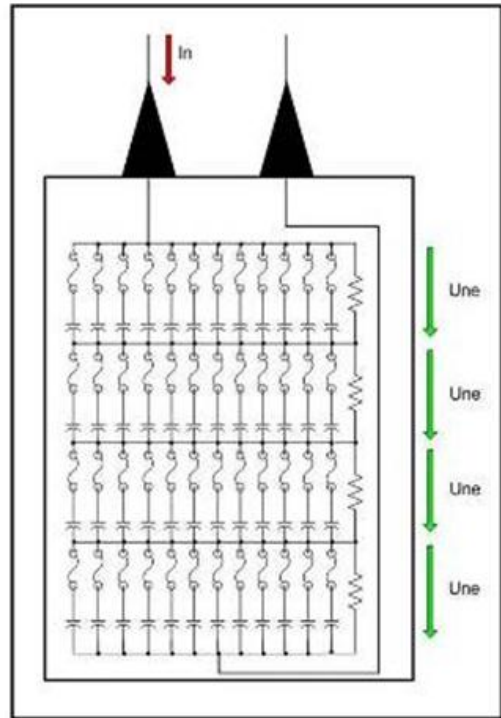



Figura 47 – Unidade capacitiva com fusível interno [44]

O elo fusível interno é indicado para grandes potências pois um elemento defeituoso será isolado rapidamente e a unidade capacitiva permanecerá em operação, tendo assim pouca variação na capacitância do banco. Por outro lado, as perdas são mais elevadas e a identificação do elemento defeituoso e a sua manutenção pode ser muito demorada em bancos de maior porte.

O elo fusível externo possui menores perdas e a unidade defeituosa é de mais fácil identificação. Entretanto, um defeito em uma unidade capacitiva a retirará de funcionamento, o que pode causar consideráveis variações na capacitância. Além disso, este tipo de unidade capacitiva possui menor capacidade em termos de potência.

43 **Siemens**, 2002-2012. Disponivel em: <Fonte: http://www.energy.siemens.com/br/pt/transmissao-de-energia/produtos-de-alta-tensao/capacitores.htm#content=Design%20>. Acesso em: 10 de Julho 2012.
44 **Siemens**, 2002-2012. Disponivel em: <Fonte: http://www.energy.siemens.com/br/pt/transmissao-de-energia/produtos-de-alta-tensao/capacitores.htm#content=Design%20>. Acesso em: 10 de Julho 2012.

4.9.2 Esquema de Ligação dos Bancos de Capacitores em Derivação

Existem três tipos de ligação que normalmente são utilizadas para bancos de capacitores em derivação:

- **Ligação em estrela aterrada ou dupla estrela aterrada** – As principais vantagens desta configuração (Figura 48) são:
    - São autoprotegidos contra surtos atmosféricos, não sendo necessário o uso de para-raios adicionais;
    - Podem ser usados em sistemas com grandes quantidades de harmônicos devido ao caminho de baixa impedância para correntes de altas frequências;
    - A tensão de reestabelecimentos dos disjuntores é relativamente baixa;

  Por outro lado, este tipo de ligação apresenta certas desvantagens, como:
    - Aumento na interferência nos circuitos de comunicação;
    - Pode ocorrer atuação em excesso na proteção de sobrecorrente do banco, bem como a queima excessiva de fusíveis;
    - Devem ser instalados reatores para reduzir o produto módulo x frequência da corrente transitória de descarga e /ou devem ser instalados limitadores de tensão no secundário de todos os transformadores de corrente da subestação.

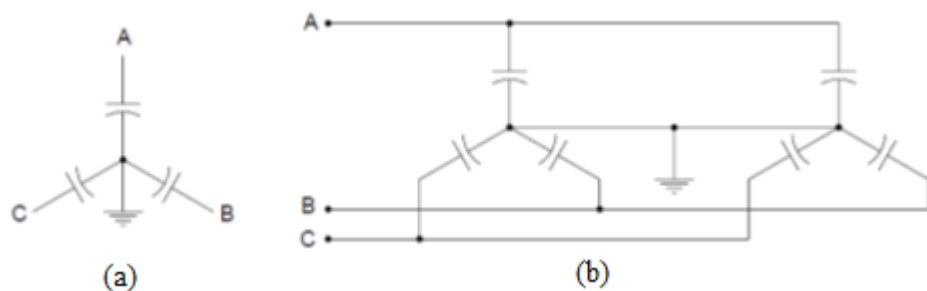



Figura 48 - Ligação em estrela aterrada (a) e dupla estrela aterrada (b) para banco de capacitores em derivação

- **Ligação em estrela isolada ou dupla estrela isolada** – As principais vantagens deste tipo de ligação (Figura 49) são:

- Não provocam interferência nos circuitos de comunicação;
- Não há uma preocupação tão grande para a proteção do secundário dos transformadores de corrente quanto nas ligações em estrela aterrada ou dupla estrela aterrada.

Como desvantagens deste tipo de ligação pode-se citar:

1. O neutro do banco deverá ser isolado para a tensão de fase, o que pode ser muito dispendioso para tensões mais altas;
2. A tensão transitória de reestabelecimento dos equipamentos de manobra da subestação deve ser vista com uma atenção especial.

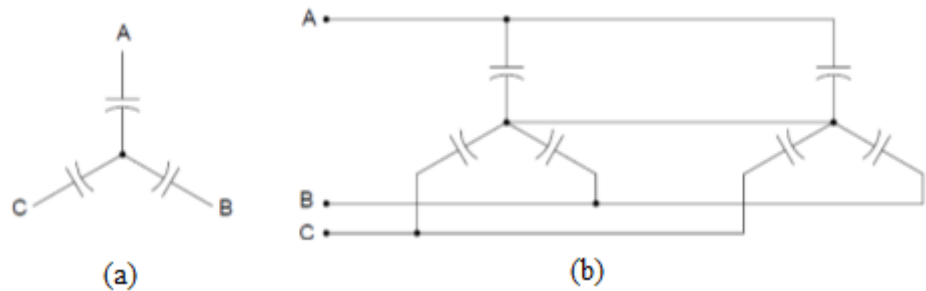



Figura 49 - Ligação em estrela isolada (a) e dupla estrela isolada (b) para banco de capacitores em derivação

- **Ligação em delta ou duplo delta** – por razões econômicas estes tipos de ligação (Figura 50) são utilizados em tensões abaixo de 2,4 kV.

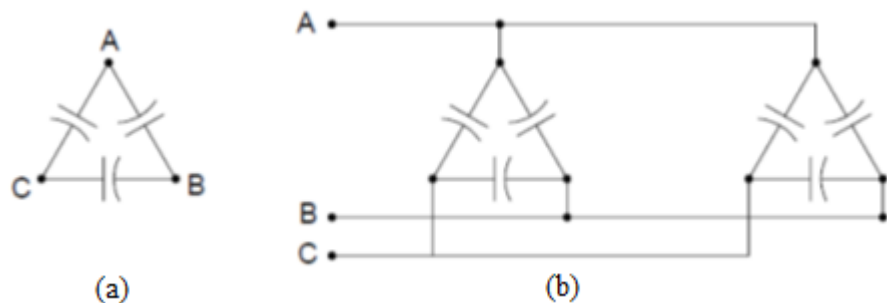



Figura 50 - Ligação em delta (a) e duplo delta (b)para banco de capacitores em derivação

A escolha do tipo de ligação a se usado para o banco de capacitores dependerá do sistema de aterramento. Em geral se dá preferência aos bancos de capacitores ligados em

estrela, sendo que a presença ou não do aterramento dependerá de estudos de curto-circuito monofásicos e da tensão transitória de reestabelecimento nos equipamentos de manobra.

4.9.3 Potência dos Bancos de Capacitores em Derivação

A potência do banco de capacitores (P) pode ser calculada a partir das medidas das capacitâncias monofásicas através da seguinte fórmula:

$$P = \frac{2}{3} * (C_a + C_b + C_c) * W * U_{ns}^2 * 10^{-3}\ kVAr$$

$$W = 2 * \pi * f$$

Onde:

P – Potência trifásica do banco;
C_a, C_b e C_c – Capacitâncias medidas entre dois terminais de linha de um capacitor trifásico dadas em μF;
W – Frequência do sistema em rad/s;
f – Frequência do sistema em Hz;

Em geral os capacitores de alta tensão são constituídos de unidade de 25, 50, 100, 150 ou 200 kVAr.

4.9.4 Cálculo do Número de Unidades de um Banco de Capacitores em Derivação

O dimensionamento do banco de capacitores em derivação deve considerar os seguintes critérios:

- A capacidade nominal das unidades capacitivas deverá ser, preferencialmente, a de maior tensão e de maior potência;
- A potência do banco deverá ter desvio máximo de ± 5% do total planejado;
- A tensão nominal do banco de capacitores deverá ser igual ou maior à tensão máxima prevista de operação do banco;
- A sobretensão causada pela falha em uma unidade capacitiva não poderá ser superior a 10%.

Na Tabela 19 é apresentado um formulário para bancos de capacitores em derivação em Alta Tensão e Extra-Alta Tensão, com fusível externo, para o cálculo das tensões nas unidades após a ocorrência de defeitos, onde:

X – Número de grupos em série;
M – Número de unidades em paralelo por grupo;
N – Número de unidades excluídas de um grupo;
e_a – Tensão nominal fase-terra do banco;
e_l – Tensão nas unidades restantes na unidade X1, quando são excluídas N unidades do grupo X1.

Tabela 19 - Tensão nas unidades capacitivas após ocorrência de defeitos [45]

Ligação	**e_l**
Estrela Aterrada	$\frac{M*X*e_a}{N+X*(M-N)}$
Estrela Isolada	$\frac{3*M*X*e_a}{2*N+3*X*(M-N)}$
Dupla Estrela Isolada	$\frac{6*M*X*e_a}{5*N+6*X*(M-N)}$

Salienta-se que, de acordo com a norma ABNT NBR 5282:1998, a tolerância da capacitância não deve ultrapassar ± 5%.

45 D'AJUZ, A. **Equipamentos Elétricos - Especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.

Com base nestas equações é possível fazer o caminho inverso para encontrar os valores X e M das quantidades de capacitores série e paralelo do banco de capacitores em derivação. Por exemplo, considere que, após um cálculo de dimensionamento de um banco de capacitores chegamos às seguintes premissas:

- Trabalha-se em um sistema com tensão nominal de 345 kV;
- A potência do banco de capacitores deve ser de 160 MVAr;
- A tensão nominal e_a deve ser maior que a tensão $e = V_{\max(pu)} * \frac{U_{ns}}{\sqrt{3}}$;
- $V_{\max(pu)} = 1{,}03$, fornecida pelos setores de planejamento;
- A potência total do banco deve ter desvio máximo de ± 5%;
- O tipo de ligação é dupla estrela aterrada;
- A sobretensão máxima devido à falha de uma unidade (N=1) é de 10% ($e_l \leq 1{,}1 * e_a$);

Inicialmente tem-se:

$$e_a \geq e = V_{\max(pu)} * \frac{U_{ns}}{\sqrt{3}} \rightarrow e_a \geq 1{,}03 * \frac{345}{\sqrt{3}} \rightarrow \; e_a \geq 205{,}16$$

$$e_l \leq 1{,}1 * e_a$$

Da Tabela 19:

$$\frac{e_l}{e_a} = \frac{X * M}{N + X * (M - N)} \leq 1{,}1 \rightarrow \frac{X * M}{1 + X(M - 1)} \leq 1{,}1 \rightarrow M \geq \frac{11 * (X - 1)}{X}$$

Considerando que serão usadas unidades capacitivas de potência P_1 = 200 kVAr e de tensão nominal e_{uc} = 13,8 kV, tem-se:

$$X \geq \frac{e}{e_{uc}} \rightarrow X \geq \frac{205{,}16}{13{,}8} \rightarrow X \geq 14{,}87\; un$$

Arredondando para o valor superior mais próximo tem-se:

$$e_a = 15 * 13{,}8 \rightarrow \; e_a = 207\ kV$$

$$X = 15\ un$$

Agora, calculando o valor de M:

$$M \geq \frac{11 * (X - 1)}{X} \rightarrow M \geq \frac{11 * (15 - 1)}{15} \rightarrow M \geq 10{,}27 \rightarrow M = 11\ un$$

Portanto serão 15 grupos série de 11 unidades me paralelo cada.

A potência do banco será dada por:

$$P = 3 * k * M * X * P_1 * \left(\frac{e_s}{e_a}\right)^2\ VAr$$

Com k = 1 para a estrela aterrada e k = 2 para a dupla estrela aterrada, sendo e_s a tensão nominal do sistema (fase-terra). Para o exemplo tem-se:

$$P = 3 * 2 * 11 * 15 * 200.000 * \left(\frac{\frac{345}{\sqrt{3}}}{207}\right)^2 \rightarrow P = 183{,}3\ kVAr$$

Como esta potência está fora da faixa desejada de ± 5%, então será necessário utilizar outra alternativa (por exemplo unidades de $P_1 = 150\ kVAr$ e $e_{uc} = 13{,}8\ kV$).

4.10 Bancos de Capacitores em Série

Os bancos de capacitores em série (Figura 51) são utilizados para se fazer a compensação da reatância série em linhas de transmissão, diminuindo assim a distância elétrica entre as barras terminais. A sua utilização apresenta diversas vantagens para o sistema, como:

- Aumento da capacidade de transmissão de potência da linha de transmissão;
- Aumento da estabilidade do sistema;
- Diminuição da queda de tensão ao longo da linha de transmissão;
- Melhor equilíbrio de potência entre as linhas, reduzindo as perdas globais do sistema;
- Redução nos custos quando comparado a outras alternativas.

Figura 51 - Banco de capacitores em série sobre plataforma [46]

Apesar do nome, o banco de capacitores série é composto por uma diversidade de equipamentos com a função de proteger as unidades capacitivas contra sobretensões, dado que a reatância negativa do capacitor pode induzir o aparecimento de correntes de curto-circuito elevadas e, por consequência, sobretensões através dos capacitores que imporiam níveis de isolamento inviáveis. Desta forma, não há um consenso em relação à padronização da instalação do banco de capacitores série completo.

Quanto à sua construção, os bancos de capacitores série geralmente são instalados sobre plataformas isoladas, necessitando assim de sistemas de comunicação com os equipamentos localizados ao nível do solo.

---

46 **Siemens**, 2002-2012. Disponivel em: <http://www.energy.siemens.com/br/pt/transmissao-de-energia/produtos-de-alta-tensao/capacitores.htm#content=Aplica%C3%A7%C3%B5es%20>. Acesso em: 11 de Julho 2012.

4.10.1 Principais Componentes dos Bancos de Capacitores Série

O banco de capacitores série é constituído de três bancos monofásicos. Cada banco pode ser dividido em seus componentes principais, a saber:

- **Capacitores** – São como descritos no item 4.9.1;

- **Dispositivos limitadores de tensão** – O limitador de tensão pode ser um gap ou um resistor a óxido de zinco. Os *gap's* podem ser divididos em não auto-extinguíveis (não possuem mecanismos de extinção do arco, sendo necessário um equipamento para o desvio da corrente, por exemplo um disjuntor) e auto-extinguíveis (possuem mecanismo de extinção de arco e, por esta razão, são mais complexos);

- **Disjuntores de derivação** – Estes disjuntores desempenham uma função diferente dos disjuntores comuns de linha. Devem extinguir o arco, curto-circuitando o *gap*, sob condições de defeito e também curto-circuitar o banco de capacitores quando correntes de descarga de alta frequência e alta magnitude ocorrerem. Devem ainda realizar a abertura com correntes nominais de carga. Desta forma, estes disjuntores devem ter pequena capacidade de abertura, alta tensão de reestabelecimento e alta corrente de fechamento;

- **Circuitos de amortecimento** – O circuito de amortecimento é composto por um resistor em série com um *gap*, e paralelos a estes um reator. Sua função é de reduzir os efeitos das descargas do banco de capacitores após o disparo do *gap* ou o fechamento de um disjuntor de derivação;

- **Proteção dos componentes** – Para a proteção dos bancos de capacitores em série, geralmente são instalados transformadores de corrente e relés com diversas funções, como sobrecargas, sobretensões, correntes sub-harmônicas, e outras funções pertinentes;

- **Coluna de comunicações** – Para o envio dos sinais de corrente para os relés localizados na casa de comando da subestação utiliza-se uma coluna de comunicação. Os sinais geralmente são enviados por fibras ópticas, mas a necessidade de se ter equipamentos eletrônicos e optrônicos sobre a plataforma energizada leva os projetistas a utilizar um sistema puramente magnético, utilizando um transformador de corrente modificado, que leva diretamente para o solo as correntes secundárias do transformador de corrente;

- **Plataforma** – A plataforma isolada é geralmente feita em aço galvanizado e dimensionada para a colocação dos equipamentos e trânsito de pessoas para a realização da manutenção;

- **Seccionadoras** – As seccionadores tem a função de isolar o banco de capacitores para a realização da manutenção;

- **Reator de descarga** – O reator de descarga, quando utilizado, é instalado em paralelo com o capacitor, de modo que o reator descarregue o capacitor durante o desligamento temporário da linha, evitando que o capacitor esteja ainda carregado no religamento, o que poderia provocar sobretensões capazes de acionar o sistema de proteção do banco.

4.10.2 Tipos Construtivos dos Bancos de Capacitores Série

Existem três tipos construtivos principais para bancos de capacitores série, a saber:

- **Tipo *gap* simples** – Um esquema simplificado de um banco de capacitores série tipo *gap* simples é visto na Figura 52.

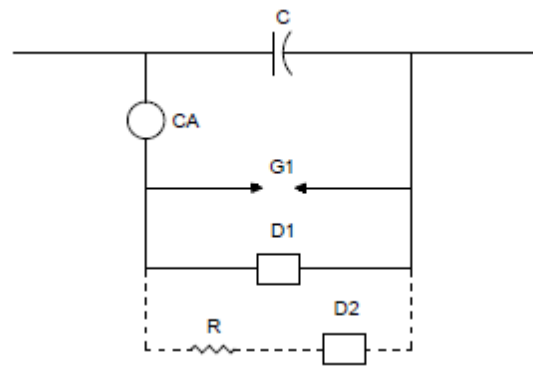



Figura 52 - Banco de capacitores em série tipo gap simples

Caso o banco de capacitores não apresente o resistor R e o disjuntor D2, após ocorrer um defeito na rede, o *gap* G1 dispara e curto-circuita o capacitor C tão logo o nível de tensão atinja o seu ajuste. Após o disparo, o disjuntor D1 é fechado, permitindo a passagem de corrente e resfriando o *gap*. Por fim, após algum tempo da eliminação do defeito o disjuntor é aberto, reestabelecendo o capacitor à operação.

Caso o resistor R e o disjuntor D2 estejam presentes, após o disparo do *gap*, os disjuntores D1 e D2 são fechados. Após a eliminação do defeito, o disjuntor D1 é aberto, inserindo o resistor R em paralelo com o capacitor C, limitando a sobretensão de reinserção. Por fim, abre-se o disjuntor D2, retornando o capacitor C à sua operação normal.

A função do circuito de amortecimento CA é dissipar a energia do capacitor C quando este é curto-circuitado.

- **Tipo *gap* duplo** – Um esquema simplificado deste tipo construtivo é visto na Figura 53.

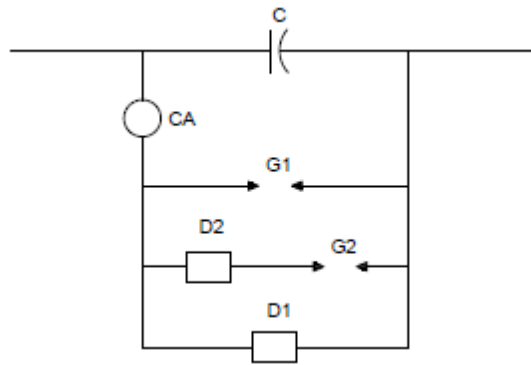



Figura 53 - Banco de capacitores em série tipo gap duplo

O funcionamento deste tipo construtivo é bem simples. O *gap* G2 (com ajuste 20% inferior ao gap G1) dispara, curto-circuitando o capacitor. Após a eliminação da falta o disjuntor D2 abre, reinserindo o capacitor C com o *gap* G1 em sua plena capacidade , protegendo o banco contra sobretensões de reinserção.

- **Tipo com limitador a óxido de zinco** – O esquema para este tipo construtivo é mostrado na Figura 54.

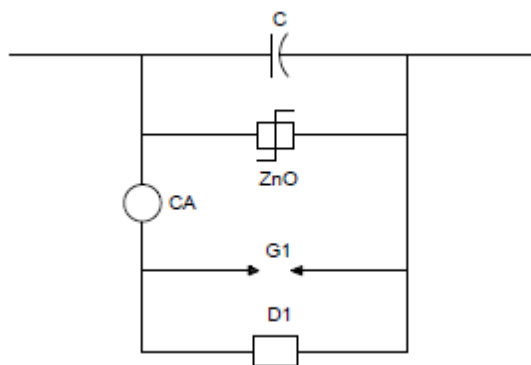



Figura 54 - Banco de capacitores em série com limitador a óxido de zinco

A característica do limitador a ZnO é a sua alta não linearidade , funcionando praticamente como um circuito aberto até a tensão de disparo. Então, quando ocorre uma sobretensão através do capacitor igual ou maior que a tensão de disparo, o resistor passa a conduzir, curto-circuitando o capacitor C. Após a eliminação do defeito, o limitador a ZnO corta, reinserindo o capacitor à operação.

5 EQUIPAMENTOS DE MÉDIA TENSÃO

Em subestações de distribuição de energia, e principalmente nas industriais, utilizam-se equipamentos de média tensão associados ao secundário do transformador de força, para realizar a distribuição, manobra, controle e proteção da energia fornecida ao consumidor.

Esta seção irá mostrar, em um caráter mais superficial, alguns dos equipamentos utilizados nas subestações de média tensão e as suas diferenças para os equipamentos de alta tensão, baseando seu conteúdo principalmente em catálogos de diversas empresas como *Eletele*, *Schak* e *Siemens*.

5.1 Corrente de Curto-Circuito

Em geral as características destes equipamentos são semelhantes às dos equipamentos de alta tensão, porém devidamente dimensionadas para médias tensões. No caso das correntes de curto-circuito, entretanto, o método de cálculo utilizado se difere.

Neste método relaciona-se a tensão nominal do circuito, a potência aparente trifásica e a impedância percentual do transformador de força com a corrente de curto-circuito da seguinte forma:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n}$$

$$I_{CC} = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n * Z} = \frac{I_n}{Z}$$

Onde:

I_n – Corrente nominal;
S – Potência aparente do transformador;
U_n – Tensão nominal;

I_{CC} – Corrente de curto-circuito;

Z – Impedância percentual do transformador.

5.2 Diferenças entre Equipamentos de Alta Tensão e Média Tensão

Nem todos os equipamentos que são utilizados na alta tensão são aplicáveis na média tensão. É o caso das bobinas de bloqueio, de alguns tipos de disjuntores e alguns tipos de chaves seccionadoras.

O contrário também é verdadeiro. Alguns equipamentos utilizados em média tensão não são aplicáveis na alta tensão. Dentre estes podemos citar alguns tipos de disjuntores, os religadores, as chaves seccionadoras fusíveis, os cubículos blindados de média tensão e os resistores de aterramento.

5.2.1 Disjuntores

Os disjuntores de média tensão apresentam principalmente duas formas construtivas: uma forma semelhante (Figura 55) aos disjuntores de alta tensão e uma forma compacta própria para a instalação em postes ou cubículos de média tensão (Figura 56).

Figura 55 - Disjuntor de média tensão [47]

Figura 56 - Disjuntor compacto de média tensão [48]

Estes últimos, quando instalados em cubículos de distribuição de média tensão isolados a ar e se associados a certos mecanismos, podem ser removidos dos cubículos, permitindo assim maior facilidade na manutenção ou troca do disjuntor.

Em relação aos métodos de extinção de arco comercialmente são mais utilizados a extinção de arco em SF_6 e a extinção de arco em vácuo. Estes últimos utilizam o princípio mais básico de todos: dois contatos imersos em uma câmara de vácuo. Quando ocorre a abertura dos contatos, surge o arco elétrico devido à vaporização do metal dos contatos causado pelo aumento de densidade da corrente. Como a câmara em que isto ocorre está em vácuo, o vapor metálico migra facilmente para as paredes da câmara, extinguindo assim o arco e evitando que ele se reacenda.

Já em relação ao tipo de acionamento, os métodos utilizados são acionamento por solenoide e acionamento por mola.

---

47 SIEMENS. **Vacuum Switching Tecnology and Components for Medium Voltage**. Berlin, p. 30. 2007.
48 SIEMENS. **Vacuum Switching Tecnology and Components for Medium Voltage**. Berlin, p. 30. 2007.

5.2.2 Religadores

Os religadores (Figura 57) são equipamentos semelhantes aos disjuntores, porém, adicionalmente às características destes, os religadores são fornecidos com os circuitos de proteção e controle completos e integrados, para a instalação em postes ao longo de redes de distribuição. Por este motivo os religadores são regidos por normas diferentes dos disjuntores, como a norma ABNT NBR 8177:1983 (atualmente cancelada sem substituição).

Figura 57 - Religador de média tensão [49]

Devido às diferenças construtivas em relação aos disjuntores, o religador permite reduzir os custos referentes às bases civis e ao espaço nas subestações, além de deixar a operação da subestação mais simples.

5.2.3 Chaves Seccionadoras

Em média tensão, além das chaves seccionadoras tripolares (geralmente de abertura vertical), é comum a utilização de chaves seccionadoras unipolares e chaves seccionadoras-fusível.

---

49 SIEMENS. **Siemens Vacuum Recloser 3AD**. Berlin, p. 36. 2008.

As chaves seccionadoras unipolares possuem a mesma finalidade das chaves seccionadoras tripolares de alta tensão: permitir a manobra do sistema. Sua principal vantagem sobre as de alta tensão está no fato de poder se manobrar cada fase individualmente, além do fato de poderem, em alguns modelos, ser manobradas em carga

As chaves seccionadoras-fusível (Figura 58), por sua vez, apresentam fusíveis associados em série com a lâmina de abertura, de modo que, passando correntes acima do valor limitado pelos fusíveis, estes queimam, protegendo o sistema. São geralmente utilizadas em locais onde a proteção por disjuntores não é eficaz, como em circuitos de corrente nominal e corrente de curto-circuito muito abaixo do valor nominal dos disjuntores.

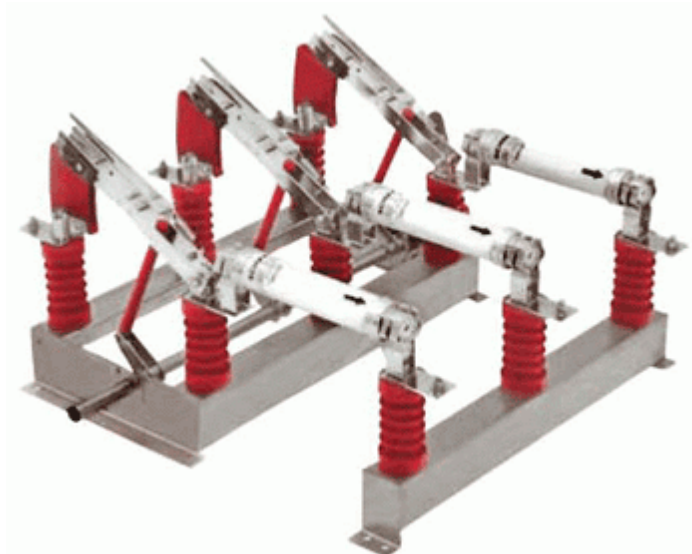



Figura 58 - Chave seccionadora de média tensão com abertura em carga e base para fusíveis [50]

5.2.4 Cubículos Blindados de Média Tensão

A distribuição em média tensão pode ser realizada utilizando-se equipamentos semelhantes aos da alta tensão, porém proporcionalmente dimensionados para as tensões e correntes de média tensão.

---

50 **Schak**. Disponivel em: <http://www.schak.com.br/site07/main.asp?op=1&area=M%E9dia%20Tens%E3o&codigo=2&subarea=Chave%20Seccionadora&idioma=1&chave=produtos>. Acesso em: 25 de Novembro 2012.

Estes equipamentos são então instalados ao tempo, sobre bases de concreto (como no caso dos disjuntores), ou ainda instalados ancorados em postes devido ao seu tamanho reduzido (também chamada de distribuição aérea), sendo esta última mais utilizada fora do pátio de subestações (por exemplo na distribuição de energia aos consumidores residenciais).

Outro método, muito utilizado em subestações de distribuição de instalações industriais é a utilização de cubículos blindados de média tensão (Figura 59). Estes cubículos são painéis aterrados construídos com chapas metálicas, no qual se instalarão tanto os equipamentos de média tensão como os sistemas de proteção e controle referentes a estes equipamentos.

Figura 59 - Cubículos de distribuição de média tensão [51]

5.2.4.1 Características Construtivas dos Cubículos Blindados de Média Tensão

Os cubículos de média tensão, assim como o disjuntor, pode utilizar o hexafluoreto de enxofre (SF_6) ou o ar como o meio de isolação,

51 SIEMENS. **Cubículos de média tensão isolados a Ar tipo NXAIR, NXAIR M e NXAIR P, até 24 kV**. Jundiaí, p. 28. 2011.

Operacionalmente e construtivamente, os cubículos que utilizam um ou outro meio de isolação são bem semelhantes, sendo que os isolados a SF_6 possuem as mesmas vantagens dimensionais apresentadas no disjuntor.

Por outro lado, no quesito manutenção, cada um possui vantagens e desvantagens. Os cubículos isolados a SF_6 são conhecidos por apresentar pouca ou nenhuma manutenção, sendo que em casos extremos, como na ocorrência de danos por ocorrência de faltas, a manutenção se torna mais complicada e dispendiosa.

Os cubículos isolados a ar, por outro lado, apresentam maior necessidade de manutenção, possibilitando também uma maior facilidade da mesma. Também, há a possibilidade de instalação de disjuntores extraíveis, ou seja, disjuntores que podem ser removidos dos cubículos com o auxílio de carros especiais, para a manutenção.

Em geral, os cubículos de média tensão tanto isolados a ar quanto isolados a SF_6 são compostos de 4 compartimentos:

- **Compartimento de manobra** – Compartimento onde será instalado o equipamento de manobra, sendo este um disjuntor, uma seccionadora ou uma seccionadora fusível;

- **Compartimento de barramento** – Compartimento onde será instalado o barramento do circuito de distribuição e por onde se fará a conexão com o equipamento de manobra;

- **Compartimento de conexão** – Compartimento onde se instalarão os demais equipamentos do circuito de distribuição, e por onde se fará a conexão com o transformador de força ou carga a ser alimentada;

- **Compartimento de baixa tensão** – Compartimento onde serão instalados os equipamentos de controle e proteção dos cubículos.

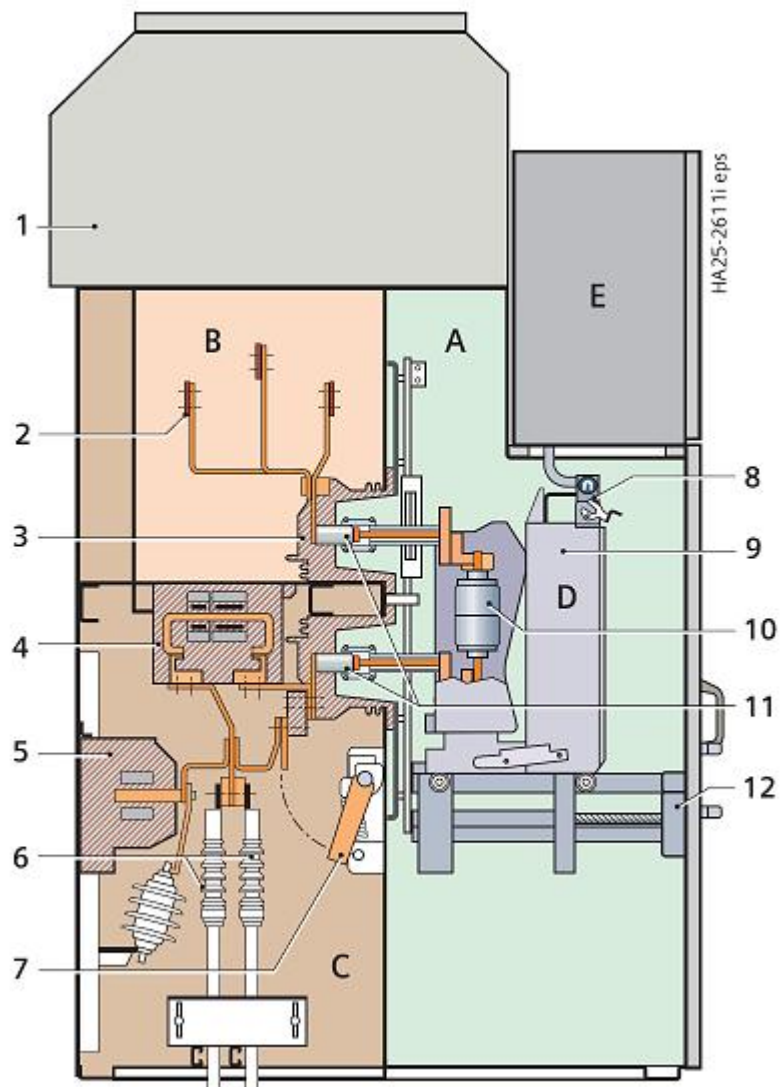



Figura 60 - Esquema básico construtivo de um cubículo de média tensão [52]

Na Figura 60 podemos observar um esquema construtivo básico do cubículo, onde:

A – Compartimento de manobra

B – Compartimento de barramento

C – Compartimento de conexão

D – Disjuntor extraível

E – Compartimento de baixa tensão;

1 – Duto de alívio de pressão;

2 – Barramentos;

52 SIEMENS. **Cubículos de média tensão isolados a Ar tipo NXAIR, NXAIR M e NXAIR P, até 24 kV**. Jundiaí, p. 28. 2011.

3 – Isolador tipo bucha;

4 – Transformador de corrente;

5 – Transformador de potencial;

6 – Conexão de cabos;

7 – Chave de aterramento;

8 – Conexão de baixa tensão;

9 – Unidade de comando do disjuntor;

10 – Câmara de interrupção;

11 – Sistemas de contato;

12 – Sistema de operação e intertravamento para movimentação do disjuntor extraível (para cubículos isolados a ar).

5.2.4.2 Invólucro Metálico Aterrado

Os invólucros metálicos são construídos geralmente de aço inox e aterrados, evitando assim riscos de choques elétricos aos operadores. São utilizados em diversas aplicações, como na construção dos painéis de proteção das subestações, painéis de iluminação, painéis de retificadores e carregadores das baterias, inclusive nos cubículos de distribuição de média tensão.

Estes painéis podem apresentar variados graus de proteção em relação a objetos sólidos e água. Conforme norma ABNT NBR 60529:2005, os graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos são definidos pela sigla IP-WXYZ, onde:

- W – Representa o grau de proteção contra penetração de objetos sólidos;
- X – Representa o grau de proteção contra penetração de água;
- Y (opcional) – Representa o grau de proteção de pessoas;
- Z (opcional) – Informação suplementar.

As tabelas Tabela 20, Tabela 21,Tabela 22 e Tabela 23, baseadas na norma ABNT NBR IEC 60529:2005, nos trazem o número ou letras utilizadas para cada elemento e o seu significado.

Tabela 20 - Primeiro elemento do código IP

Elemento	Numero	Significado
W	0	Não protegido
	1	≥ 50 mm de diâmetro
	2	≥ 12,5 mm de diâmetro
	3	≥ 2,5 mm de diâmetro
	4	≥ 1 mm de diâmetro
	5	Protegido contra poeira
	6	Totalmente protegido contra poeira

Tabela 21 - Segundo elemento do código IP

Elemento	Numero	Significado
X	0	Não protegido
	1	Gotejamento vertical
	2	Gotejamento (inclinação 15º)
	3	Aspersão
	4	Projeção d'água
	5	Jatos d'água
	6	Jatos potentes
	7	Imersão temporária
	8	Imersão contínua

Tabela 22 - Terceiro elemento do código IP

Elemento	Letra	Significado
Y	A	Dorso da mão
	B	Dedo
	C	Ferramenta
	D	Fio

Tabela 23 - Quarto elemento do código IP

Elemento	Letra	Significado
Z	H	Equipamento de alta tensão
	M	Em movimento durante o ensaio com água
	S	Em repouso durante o ensaio com água
	W	Condições climáticas

5.2.5 Resistores de Aterramento

Os resistores de aterramento são equipamentos instalados no neutro do secundário dos transformadores de potência ou neutro dos geradores, a fim de limitar as correntes de falta fase-terra, evitando assim que estas correntes danifiquem os outros equipamentos da subestação. Devem, porém, permitir uma amplitude de corrente suficientemente alta para que os transformadores de instrumentação excitem os relés de proteção, acionando o sistema de proteção e controle e desligando assim o sistema.

Figura 61 - Resistor de aterramento [53]

Em geral são utilizados em subestações industriais, quando o secundário do transformador de força ou o gerador forem em média tensão, podendo estar associados a transformadores de corrente para monitoramento e proteção do sistema. A sua utilização traz algumas vantagens para o sistema, como:

- A corrente de curto-circuito entre fase-terra é reduzida, porém deverá ser alta o suficiente para sensibilizar o sistema de proteção e controle;
- Possuem uma atuação mais rápida do que os relés de proteção de terra;
- Facilitam a localização dos curto-circuitos fase-terra desde que esteja se usando relés de terra adequados;

---

53 **Eletele**, 1998. Disponivel em: <http://www.eletele.com.br/Resistores.htm>. Acesso em: 13 de Julho 2012.

- Os custos de manutenção são praticamente iguais aos do sistema solidamente aterrado (neutro aterrado);
- Reduzem as sobretensões devido à ressonância LC e curto-circuitos intermitentes.

Os resistores de aterramento são dimensionados para conduzir correntes por tempo limitado (5, 10, 30 ou 60 segundos), absorvendo a energia durante o tempo de circulação da corrente, e dissipando em forma de calor. Os valores comerciais mais utilizados de corrente nominal para resistores de aterramento são de 100 A, 200 A e 400 A.

6 EQUIPAMENTOS AUXILIARES

Além dos equipamentos utilizados para a condução, transformação, manobra e monitoramento da energia, é comum o uso de equipamentos auxiliares, que executarão funções secundárias, mas que são essenciais para o perfeito funcionamento da subestação.

Em geral estas funções envolvem o fornecimento de corrente alternada ou contínua em regime normal de funcionamento ou em momentos de falta de energia no sistema, para operação e manutenção de algumas das funções essenciais da subestação. Estes equipamentos são de grande importância para a confiabilidade do sistema.

Dentre estes equipamentos podemos citar os transformadores, painéis de distribuição, bancos de baterias, bancos de inversores e retificadores e outros equipamentos de suporte.

6.1 O Sistema de Serviços Auxiliares

O conjunto dos equipamentos auxiliares é chamado e Sistema de Serviços Auxiliares (SSA). Este sistema pode ser dividido em Serviços Auxiliares em Corrente Contínua (SACC) e em Serviços Auxiliares em Corrente Alternada (SACA), que geralmente são instalados na Casa de Comando, com exceção de alguns equipamentos, que podem ser instalados ao tempo.

Devido à sua importância, o SSA deve ser confiável, mas deve-se entender que a confiabilidade do SSA não está relacionada somente com sistemas redundantes de fontes e equipamentos, mas também da qualidade dos equipamentos empregados, bem como um projeto sólido e consistente do sistema.

As informações neste capítulo são fundamentadas nas publicações feitas por Cláudio Mardegan na revista “O Setor Elétrico”, bem como catálogos de empresas como *Adelco*, *Caterpillar* e *Transformadores União*.

6.1.1 Serviços Auxiliares em Corrente Alternada

Os Serviços Auxiliares em Corrente Alternada são responsáveis por suprir energia às cargas de corrente alternada, como motores, iluminação, tomadas, conversores CA/CC. O projeto deste sistema é difícil de ser padronizado, já que depende do número e potência das cargas, do número e potência das fontes, dos níveis de tensão, dentre outros fatores.

Em alguns casos são utilizados sistemas de transferência automática das fontes, a fim de se melhorar a disponibilidade de energia e aumentar a confiabilidade do sistema. Vale salientar que estes sistemas podem representar uma adição de custos considerável, sendo que a sua aplicação deve ser analisada cuidadosamente.

Em geral são empregados sistemas com tensão de 127/220 Vca e/ou 220/380 Vca.

6.1.2 Serviços Auxiliares em Corrente Contínua

Os Serviços Auxiliares em Corrente Contínua são responsáveis por fornecer energia aos circuitos de proteção, controle e comando, e também aos sistemas de segurança da subestação, ou seja, sistemas que devem ser alimentados permanentemente e com alto grau de confiabilidade.

Assim como no SACA, o SACC é de difícil padronização, dependendo de diversos fatores como número e potência da cargas, do número e potência das fontes, dos níveis de tensão, dentre outros fatores.

As tensões contínuas são fornecidas por bancos de baterias com os respectivos carregadores, de maneira que as tensões mais utilizadas para o SACC são de 48 Vcc para subestações que possuem cargas de telecomunicações, telemedição ou teleproteção ou de 125 Vcc, sendo esta última a mais usual. Via de regra não se utiliza tensões acima de 125 Vcc por razões de segurança.

6.2 Bancos de Baterias

Os bancos de baterias (Figura 62) são os acumuladores de energia utilizados nas subestações. Os bancos são formados por células de baterias ligadas em série/paralelo de modo a se alcançar as tensões e capacidades de corrente necessárias aos bancos de baterias.

Os tipos de baterias mais utilizadas são as chumbo-ácidas seladas ou ventiladas, as de níquel-cádmio e as de íon-lítio. Pode-se utilizar ainda as baterias tipo alcalinas, porém estas estão saindo de uso devido ao seu baixo desempenho em relação aos outros tipos de baterias.

Figura 62 - Banco de baterias [54]

A característica mais importante dos bancos de baterias é a sua capacidade de fornecer corrente. Esta capacidade é medida através de uma descarga de corrente constante, até que a tensão dos bancos caia a valor pré-determinado (tensão final de descarga). Deste modo a capacidade do banco é definida pelo produto desta corrente pelo tempo que os bancos mantêm a tensão acima da tensão final de descarga. O uso mais comum é de células de baterias com 2 V de tensão nominal e tensão limite de 1,75 V. Traduzindo em equação temos:

---

54 **Pequenas Notáveis**, 2012. Disponivel em: <http://www.pequenasnotaveis.com.br/area-de-debate-7/qual-carga-ideal-de-uma-bateria-25269/index2.html?langid=1>. Acesso em: 16 de Julho 2012.

$$C = I * t$$

Onde:

C – Capacidade do banco de baterias (Ah);

I – Corrente contínua que o banco fornece (A);

t – Tempo que o banco de baterias mantém a tensão acima da tensão final de descarga (h).

Para se especificar os bancos de baterias, e consequentemente os bancos de retificadores, deve-se levar em conta as tensões, os requisitos de corrente, a duração de operação e a frequência de uso.

As cargas dos bancos de baterias consistem em cargas contínuas e cargas temporárias. As cargas contínuas envolvem lâmpadas, relés, motores e quaisquer outros equipamentos que necessitem serem alimentadas continuamente pelos bancos. Estas cargas, em geral envolvem o uso do banco de baterias de 3 a 10 horas. Cargas como circuitos de iluminação de emergência e alguns circuitos de comunicação envolvem o uso do banco entre 1 e 3 horas.

As cargas temporárias, também chamadas de momentâneas ou intermitentes, são constituídas de alguns relés e operações de manobra na subestação, e envolvem tempos de 1 min.

As células de bateria são geralmente projetadas para fornecer a corrente de descarga por 5 h, 10 h ou 20 h. A escolha do tempo de descarga dependerá das necessidades do projeto. Na Figura 63 vemos um exemplo de tempos de descarga.

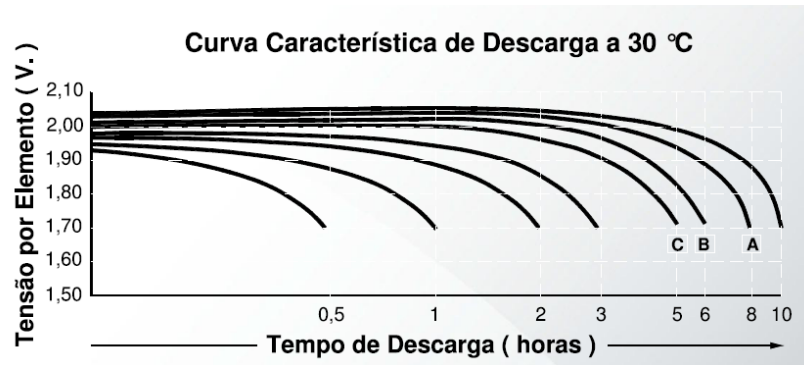



Figura 63 - Exemplo de curva de descarga de baterias [55]

Para o processo de especificação dos bancos de baterias é necessário se elaborar um perfil de descargas, representando todos os consumos em ampères e os respectivos intervalos de tempo. A capacidade em ampère-hora do banco irá então ser dimensionada para a maior requisição de corrente dentre as exigências de descarga.

O dimensionamento dos bancos de baterias é feito através da equação:

$$Cd = max \sum_{P=1}^{P=N} (A_P - A_{P-1}) * K_t$$

Onde:

Cd – Capacidade dimensionada do banco de baterias (Ah);

S – Seção do perfil de descarga em análise;

P – Período em análise;

N – Número de Seções;

A_P – Corrente requerida para o período P;

t – Tempo decorrido entre o início e o fim da seção P;

K_t – Fator de capacidade.

O fator K_t é um coeficiente obtido pela divisão entre a capacidade nominal em ampères-hora de um elemento C_n e a corrente I_t por ele fornecida durante um período de tempo de descarga t, até atingir a tensão final de descarga. Matematicamente:

55 **Batersul**, 2007. Disponivel em: <http://www.batersul.com/download/Vida_Util_Baterias_HDP.pdf>. Acesso em: 17 de Julho 2012.

$$K_t = \frac{C_n}{I_t}$$

As curvas para o fator de capacidade são dadas pelo fornecedor das baterias e relacionam o valor do fator K_t, o tempo de descarga e a tensão final de descarga. A Figura 64 nos mostra um exemplo de curvas de Kt.

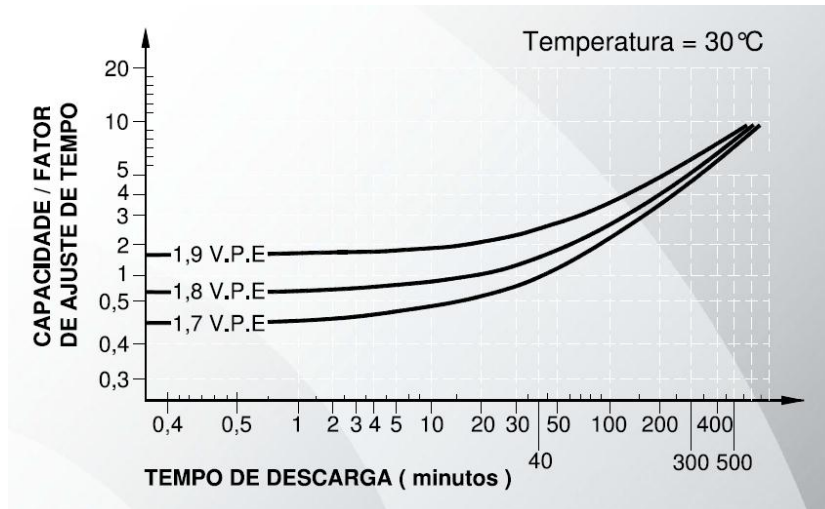



Figura 64 - Exemplo de curva de fator de capacidade Kt [56]

Vale salientar que para se especificar os bancos de baterias deve-se atentar as normas vigentes ABNT NBR 14204:2011, ABNT NBR 14197:1998, ANBT NBR 14201:1998 e ANBT NBR 15254:2005.

Por fim, a instalação dos bancos de baterias e bancos de retificadores deve ser feita em salas exclusivas na Casa de Comando devido à possibilidade de vazamento de líquidos, ácidos e outros componentes das baterias. Ainda, quando se utiliza baterias chumbo-ácidas não-seladas é necessária a utilização de sistemas de exaustão devido à liberação de hidrogênio no processo de eletrólise. A vazão do sistema de exaustão é calculada da seguinte maneira:

$$Q = 55 * N * I$$

Onde:

Q – Vazão do sistema em litros por hora (L/h);

---

56 **Batersul**, 2007. Disponivel em: <http://www.batersul.com/download/Vida_Util_Baterias_HDP.pdf>. Acesso em: 17 de Julho 2012.

N – Número de células de baterias;

I – Corrente de recarga da bateria, com valores aproximados de $I = 0{,}4 * C$ para baterias alcalinas e $I = 0{,}25 * C$ para baterias chumbo-ácidas;

C – Capacidade total do banco de baterias (Ah).

6.3 Bancos de Retificadores

Os retificadores de corrente (Figura 65) são responsáveis pelo carregamento das baterias e são dimensionados para manter as baterias em regime de flutuação e para fornecer a corrente necessária para a alimentação do quadro de serviços auxiliarem em corrente contínua.

A tensão de flutuação se refere à tensão que os retificadores devem manter sobre as baterias de maneira que estas se mantenham carregadas sem fornecer corrente às cargas e somente os retificadores alimentem as cargas.

Figura 65 - Retificador/carregador de baterias [57]

A operação de flutuação é realizada automaticamente em condições normais de operação enquanto que a operação de carga das baterias pode ser feita automaticamente (através de um sistema que detecta variação na corrente que passa pelo sistema) ou

57 **Adelco**, 2012. Disponivel em: <http://www.adelco.com.br/produtos/retificadores_2.html>. Acesso em: 16 de Julho 2012.

manualmente, através da ação de um operador. Uma maneira menos usual é a de comando remoto, onde, através de um telecomando, a carga é acionada manualmente.

Ao se projetar o sistema de retificadores deve-se ter em mente que o tempo de vida útil das baterias está intimamente ligado ao projeto do carregador, muito mais do que fatores externos.

O dimensionamento da capacidade de corrente dos retificadores é análogo ao dimensionamento dos bancos de baterias, e pode ser determinada usando a equação:

$$A = L + \frac{k * C}{H}$$

Onde:

A – Capacidade de carga (A);
L – Carga contínua (A);
C – Capacidade total do banco de baterias (Ah);
H – Tempo de recarga (h);
k – Constante que para baterias alcalinas vale 1,4 e para baterias chumbo-ácidas 1,25.

As principais correntes nominais encontradas comercialmente são de 5 A, 10 A, 15 A, 25 A, 35 A, 50 A, 75 A, 100 A, 150 A, 200 A, 400 A, 600 A, 800 A, 1000 A e 1200 A.

6.4 Transformadores de Serviços Auxiliares

Os transformadores de serviços auxiliares (TSA) são os transformadores responsáveis pela alimentação do sistema de Serviços Auxiliares em Corrente Alternada. São em geral transformadores trifásicos de pequeno porte que transformam médias tensões em tensões de 127/220 Vca ou 220/380 Vca.

Podem ser instalados ao tempo ou abrigados e seu enrolamento primário pode estar ligado tanto ao enrolamento terciário do transformador de potência quanto ao barramento de média tensão da subestação.

Os TSA's mais usuais são os isolados a óleo ou a seco, como se pode observar nas figurasFigura 66 eFigura 67, respectivamente. A diferença entre estes transformadores está principalmente no custo e volume destes, sendo o primeiro o mais compacto e barato.

Figura 66 – Transformador de serviços auxiliares a óleo [58]

Figura 67 – Transformador de serviços auxiliares a seco [59]

6.5 Painéis Auxiliares

Os painéis de serviços auxiliares são os equipamentos responsáveis por fazer a distribuição e proteção dos circuitos em CA e CC para a alimentação dos equipamentos e funções secundárias da subestação. São separados em Painel de Serviços Auxiliares CA (PSACA) e Painel de Serviços Auxiliares CC (PSACC) e podem ser construídos em um mesmo cubículo (isolados um do outro) ou em cubículos separados, dependendo da dimensão dos circuitos de cada um.

Compreendem ainda os painéis de iluminação, quando para esta finalidade é utilizado um painel à parte.

---

58 **Transformadores União**. Disponivel em: <http://www.transformadoresuniao.com.br/transformadores-a-oleo>. Acesso em: 16 de Julho 2012.

59 **Transformadores União**. Disponivel em: <http://www.transformadoresuniao.com.br/transformadores-a-seco>. Acesso em: 16 de Julho 2012.

Assim como os painéis de distribuição em média tensão, são construídos em chapas metálicas com graus de proteção definidos pela norma ABNT NBR IEC 60529:2005.

6.5.1 Painéis de Serviços em Corrente Alternada

Os PSACA's são destinados a alimentar cargas como:

- Sistema de refrigeração dos transformadores de força, bombas de óleo e comutadores em carga;
- Motores e bombas de ar CA de disjuntores;
- Aquecedores e ar-condicionado;
- Iluminação;
- Banco de retificadores para carregamento das baterias;
- Outras cargas de alimentação alternada.

Então, para projetar o PSACA, é necessário:

- Prever circuitos independentes para cada fonte;
- Prever circuitos independentes para cada carga;
- Dimensionar os disjuntores de proteção de cada circuito;
- Prever chaves seccionadoras em carga (ao invés de disjuntores) para circuitos que exigirem grande número de operações;
- Prever medições de corrente e tensão no barramento principal;
- Prever circuitos para ampliação futura.

6.5.2 Painéis de Serviços em Corrente Contínua

Os PSACC's alimentam cargas como:

- Relés, Sistema Supervisório, alarmes e equipamentos de controle;
- Iluminação de emergência;
- Motores e bombas de ar CC de disjuntores;
- Outras cargas de alimentação contínua.

Para o projeto destes painéis deve-se considerar os mesmos pontos citados no PSACA.

6.6 Grupos Geradores

Quando se deseja aumentar a confiabilidade das subestações, é comum o uso de grupos geradores (Figura 68). O grupo gerador é uma máquina que transforma a energia mecânica gerada por um motor a gasolina ou diesel em energia elétrica, através de um alternador.

Figura 68 - Grupo gerador 480V e 569 kVA [60]

Existe uma infinidade de tipos de grupos geradores, cada um projetado para um tipo de aplicação. Para escolher qual o tipo de grupo é mais adequado, é necessário considerar diversas variáveis como:

- Potência necessária;
- Frequência de uso;
- Autonomia;

60 CATERPILLAR. **PRIME 455 ekW 569 kVA 60 Hz 1800 rpm 480 V**. [S.l.], p. 6. 2009.

- Ruído gerado;
- Necessidade de auxílio elétrico na partida;
- Portabilidade;

7 SISTEMAS E SERVIÇOS

Para completar o projeto elétrico das subestações de alta tensão, são utilizados alguns sistemas para a realização da coleta, armazenamento e monitoramento das grandezas elétricas da subestação e para o controle das manobras, a proteção física dos equipamentos, casa de comando e pátio da subestação, dentre outros objetivos.

Também, são realizados alguns estudos a fim de se averiguar as condições ambientais e elétricas do local no qual a subestação se inserirá, fornecer parâmetros de projeto para os equipamentos e sistemas da subestação como também atestar as características já projetadas.

Para a implantação das subestações de alta tensão é necessário se considerar os ensaios de todos os equipamentos, a fim de se averiguar que todas as características projetadas foram atendidas. Deve-se também considerar os serviços de obras civis e montagem eletromecânica necessários para a construção da subestação, bem como a realização do comissionamento para atestar a conformidade da subestação implantada com o projeto.

Estes sistemas e serviços serão tratados aqui de maneira superficial, como um complemento de informação para o projeto das subestações de alta tensão.

As informações apresentadas neste capítulo são baseadas em consultas feitas na apostila de treinamento de subestações da *Schneider Elétric*, na apostila “Automação de Subestações” de Paulo Roberto Pedroso Oliveira, nas publicações feitas por Cláudio Mardegan, Jobson Modena, Hélio Sueta e pela *Schweitzer Engineering Laboratories* na revista “O Setor Elétrico”, além das normas americanas (ANSI/IEEE) e internacionais (IEC).

7.1 Sistemas de Proteção das Subestações

Para garantir a confiabilidade da energia entregue pela subestação é necessário se instalar um sistema que monitore os sinais advindos dos transformadores de instrumentação e

demais equipamentos e que controle as ações de manobra. É o chamado Sistema de Proteção, Controle e Supervisório.

Além de garantir essa confiabilidade por operação, deve-se garantir que fisicamente a subestação permaneça intacta, evitando ao máximo acessos indesejados e avarias físicas. Desta forma também são utilizados sistemas que inibem invasões, controlam o acesso de pessoas, monitoram o pátio da subestação e casa de comando e protegem os equipamentos contra incêndios.

A seguir veremos alguns dos sistemas mais utilizados na proteção operacional e física das subestações.

7.1.1 Sistema de Proteção, Controle e Supervisório

O Sistema de Proteção, Controle e Supervisório (SPCS) é um sistema essencial para a subestação. Ele é responsável pela coleta e tradução dos sinais gerados pelos transformadores de instrumentação (transformadores de corrente e de potencial), gerando os comandos para as manobras na subestação e também gerando dados e informações que podem ser guardadas e utilizadas em análises de falhas.

O projeto do SPCS visa à minimização dos efeitos de perturbações no sistema e a minimização do possível dano que estes efeitos possam causar aos equipamentos. Assim, um bom projeto do SPCS deve garantir:

- **Confiança** – É a certeza da correta operação perante falhas no sistema. Inclui a operação confiável do sistema quando este é requisitado, e também a seletividade do sistema, isolando somente o necessário, visando garantir continuidade no fornecimento;

- **Segurança** – É a capacidade de evitar operações desnecessárias entre faltas. Todo sistema deve ser projetado para operar seletivamente ou não com outros sistemas;

- **Velocidade** – Consiste em eliminar as faltas no menor tempo possível, considerando a confiabilidade e a segurança do sistema;

- **Simplicidade** – Consiste em projetar sistemas que não são mais complexos que o necessário. A adição de equipamentos além dos necessários aumenta a chance de falhas e operações errôneas.

7.1.1.1 A Confiabilidade

A confiabilidade dos sistemas de proteção é um fator crítico devido aos impactos nos custos operacionais, na produtividade e na satisfação dos consumidores causados pela falha do sistema elétrico. Leva em consideração principalmente os fatores confiança e segurança.

Vale salientar que um sistema confiável não necessariamente é seguro, e vice-versa: um sistema pode atuar sempre que requisitado, porém ocasionalmente operar quando não solicitado; e um sistema pode nunca atuar indevidamente, porém também sem atuar todas as vezes que for requisitado.

Com vista nisto, métodos de medida de confiabilidade de sistemas de proteção e controle foram criados, a fim de auxiliar o projeto de tais sistemas. Estes métodos são baseados em algumas definições, como vistos na Tabela 24.

Tabela 24 - Definições para medições de confiabilidade [61]

Medida	Definição
Disponibilidade (A)	Aplicada tanto para o desempenho de componentes individuais ou de um sistema, é a fração de tempo que um componente ou sistema está em serviço e realiza satisfatoriamente a sua função.
Indisponibilidade (U)	É a fração de tempo que um componente ou sistema está fora de serviço devido a falhas ou interrupções programadas. Matematicamente, a Indisponibilidade = (1-Disponibilidade).
Falha	Determina o término da capacidade de um item de executar a sua função especificada.
Taxa de falha (λ)	Taxa de falhas é a frequência com a qual um sistema ou um componente projetado falha. Representa o número médio de falhas de um componente por unidade de tempo de exposição e pode ser calculado pela divisão do número total de falhas pelo tempo total de operação do equipamento. Geralmente, o tempo é expresso em anos e a taxa de falha é dada por falhas no ano.
Taxa de reparo (μ)	Semelhante à taxa de falhas, representa o número total de reparos dividido pelo tempo total de operação do equipamento.
Tempo médio entre falhas (MTTF) *Mean Time to Failure*	Representa o tempo médio até a primeira falha de um equipamento. O tempo médio entre o início de operação ou retorno de reparo até a nova falha. Para uma taxa de falha constante, MTTF = λ –1.
Tempo médio para reparos (MTTR) *Mean Time to Repair*	Tempo médio para corrigir uma falha e restabelecer o equipamento à condição de funcionamento. Inclui preparação, manutenção ativa e tempo de logística. Para uma taxa de reparo constante, MTTR = μ –1.
Tempo médio entre falhas (MTBF) *Mean Time Between Failures*	O tempo médio entre falhas para unidades reparadas e de volta a operação.

De forma mais rigorosa, o MTBF é a soma do MTTF e do MTTR. Como o MTTR é geralmente muito pequeno, considera-se que o MTBF é aproximadamente igual ao MTTF e que MTBF = λ –1.

As equações que definem a disponibilidade (A) e a indisponibilidade (U) para uma taxa constante de falhas e reparos são, respectivamente:

61 SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Confiabilidade de Sistemas de Automação de Subestações. **O Setor Elétrico**, São Paulo, p.32-40. Março. 2011.

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \approx \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$U = 1 - A = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTBF} \approx \lambda * MTTR$$

Disponibilidade e indisponibilidade são fatores adimensionais que, quando multiplicados pelos devidos fatores, podem ser convertidos em minutos ou segundos por ano.

Atualmente, com a evolução da computação digital, tais cálculos são feitos através de simulações computacionais.

7.1.1.2 Os relés

Os principais equipamentos do SPCS são os relés. Os relés são responsáveis pela detecção de defeitos no sistema e por comandar as operações de manobra para isolar os locais de falhas. Também são responsáveis por detectar condições de operação anormais e indesejáveis além daquelas causadas por falhas nos equipamentos, comandando as operações de manobra e/ou acionando alarmes.

As funções dos relés de proteção em geral são referidas por números, padronizados em normas. A Tabela 25 mostra a numeração definida pela norma ANSI/IEEE Standard C37.2-2008.

Tabela 25 – Funções de proteção padronizadas dos relés

Número	Descrição
01	Elemento principal
02	Relé de partida ou fechamento temporizado
03	Relé de verificação ou interbloqueio
04	Contator principal
05	Dispositivo de interrupção
06	Disjuntor de partida
07	Disjuntor de anodo
08	Dispositivo de desconexão da energia de controle
09	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou de descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de relação volts/hertz
25	Dispositivo de sincronização ou de conferência de sincronismo
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chamas
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação em separado
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência, operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas ou para curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitoramento de condição mecânica

40	Relé de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor ou chave de operação normal
43	Dispositivo ou seletor de transferência manual
44	Relé de sequência de partida das unidades
45	Monitoramento de condição anormal atmosférica
46	Relé de reversão ou balanceamento de corrente de fase
47	Relé de sequência de fase de tensão
48	Relé de sequência incompleta
49	Relé térmico para máquina ou transformador
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente de tempo
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Disjuntor de corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo para aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de tensão
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé de interrupção ou abertura temporizada
63	Relé de pressão de nível ou de fluxo, de líquido ou gás
64	Relé de proteção de terra
65	Regulador (governador)
66	Dispositivo de intercalação ou escapamento de operação
67	Relé direcional de sobrecorrente CA
68	Relé de bloqueio
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Chave de nível de líquido
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição de ângulo de fase, ou de proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento CA
80	Chave de fluxo
81	Relé de subfrequência
82	Relé de religamento CC

83	Relé de seleção de controle ou de transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de onda portadora ou fio-piloto
86	Relé de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave secionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento, ou de disparo livre
95	Usados para aplicações específicas, não cobertas pelos números anteriores
96	Usados para aplicações específicas, não cobertas pelos números anteriores
97	Usados para aplicações específicas, não cobertas pelos números anteriores
98	Usados para aplicações específicas, não cobertas pelos números anteriores
99	Usados para aplicações específicas, não cobertas pelos números anteriores

É comum a utilização de funções combinadas, sendo estas referidas pela combinação dos números, como por exemplo 50/51. Ainda, podem ser utilizadas letras após os números para esclarecer a aplicação do relé, por exemplo 50N. A Tabela 26 traz as letras mais utilizadas.

Tabela 26 - Letras mais utilizadas no esclarecimento da numeração das funções dos relés

Letra	Descrição
B	Barramento
F	Campo
G	Aterramento ou gerador
N	Neutro
T	Transformador

Os relés mais utilizados são:

- **Relé de distância (21)** – Utilizados para detecção de falhas em linhas de transmissão longas;

- **Relés de sincronismo (25)** – Utilizados no fechamento de disjuntores, quando as diferenças de tensão, fase e frequência entre os seus polos for aproximadamente zero;

- **Relés subtensão (27)** – Utilizados em diversos pontos da subestação para detecção de subtensão;

- **Relés de direção de potência (32)** – Utilizados para verificação de direção do fluxo de potência em unidades com várias alimentações;

- **Relés de sobrecorrente instantâneo (50)** – Utilizados em diversos pontos da subestação para detecção de sobrecorrente de alta amplitude;

- **Relés de sobrecorrente temporizado (51)** – Utilizados em diversos pontos da subestação para detecção de sobrecorrente;

- **Relés de sobretensão (59)** – Utilizados em diversos pontos da subestação para detecção de sobretensão;

- **Relés de pressão (63)** – Utilizados para verificação de defeitos em transformadores e equipamentos isolados a gás SF_6.

- **Relés direcionais de sobrecorrente (67)** – Utilizados em diversos pontos da subestação para verificar a direção das correntes de sobretensão;

- **Relés de religamento (79)** – Utilizados no religamento de disjuntores;

- **Relés de proteção diferencial (87)** – Utilizados para a proteção de transformadores, geradores e barramentos.

7.1.1.3 Sistema Supervisório e Interface Homem Máquina

O Sistema Supervisório consiste de softwares que fazem a aquisição das informações da subestação como tensão, corrente, frequência, posições das chaves e disjuntores, e as apresentam em diagramas unifilares ou telas Interface Homem Máquina (IHM). A IHM consiste de um computador no qual é instalado um software específico (por exemplo o SCADA – *Supervisory Control and Data Aquisition* ou o EMS – *Energy Management Systems*) e que mostra na tela um modelo virtual da subestação, e demais informações coletadas.

Na Figura 69 podemos observar um exemplo da tela do sistema supervisório de uma subestação.

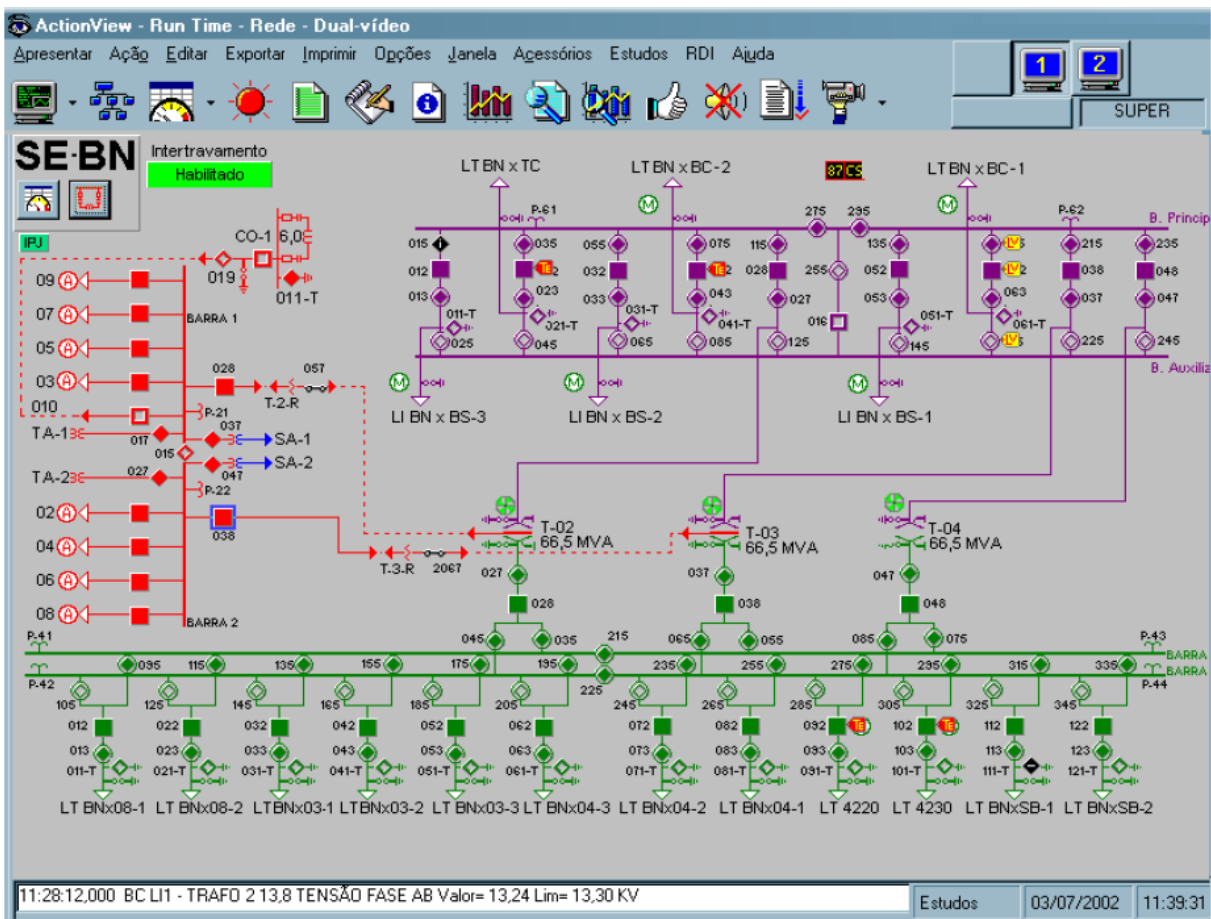



Figura 69 - Exemplo de tela do Sistema Supervisório através de IHM [62]

---

62 SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Interface Homem Máquina (IHM) e sistemas supervisórios. **O Setor Elétrico**, São Paulo, p.30-35. Fevereiro. 2011.

Estas informações podem ser requeridas por diversos perfis de usuários como o operador da subestação, o operador do sistema no COS e os órgãos governamentais (por exemplo CCEE, ONS e ANEEL). Desta forma é comum dividi-los em 3 níveis de operação:

- **Nível 1** – Operador local, visualização ou atuação direta nos equipamentos em campo;
- **Nível 2** – Visualização e atuação através de um computador local que aglutina as informações da subestação;
- **Nível 3** – Centro de operação do sistema.

Pode-se ainda dividi-los pelo nível de automação, conforme visto na Figura 70.

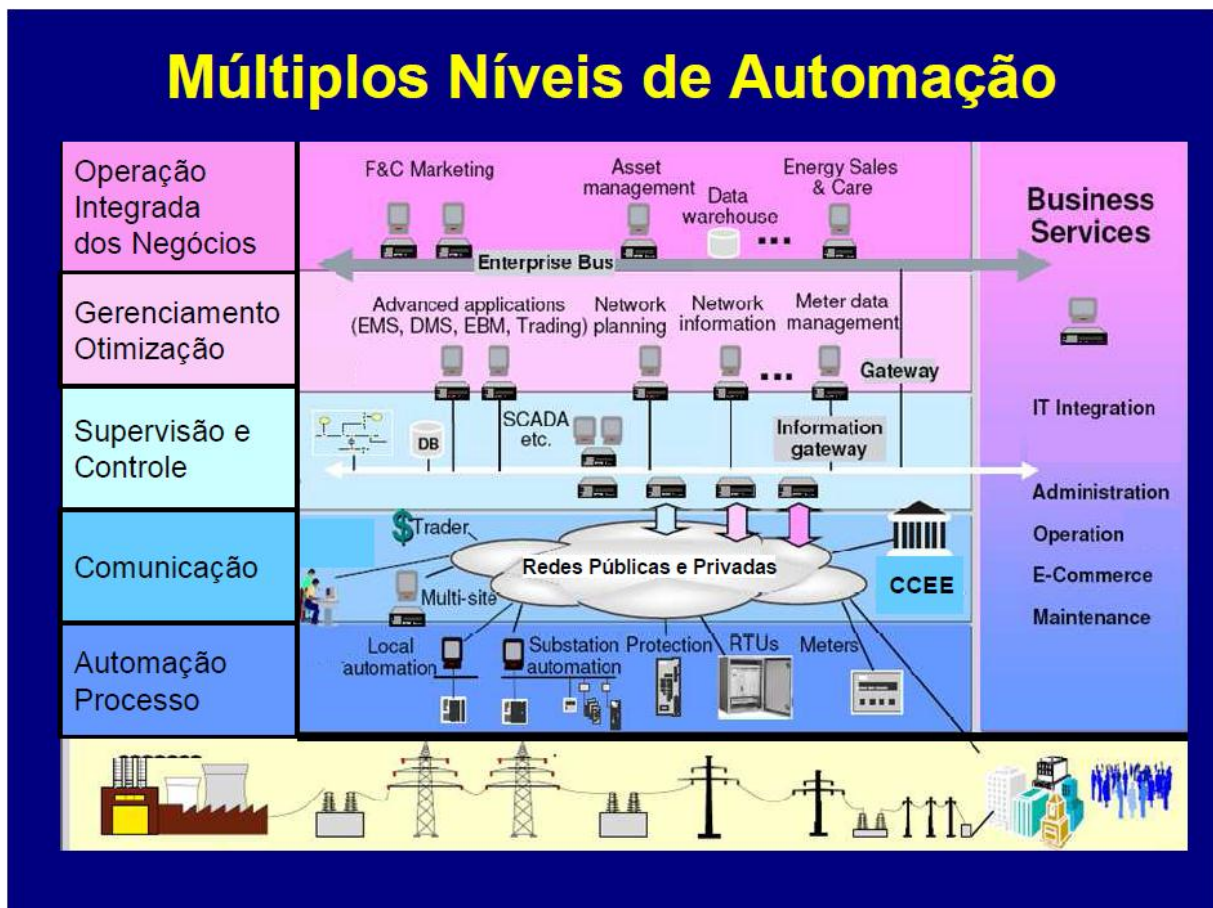



Figura 70 - Níveis de automação [63]

---

63 SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Interface Homem Máquina (IHM) e sistemas supervisórios. **O Setor Elétrico**, São Paulo, p.30-35. Fevereiro. 2011.

7.1.1.4 Sistemas de Comunicação

As subestações vêm sendo construídas desde o final do século XIX. Deste modo, é evidente que várias gerações de tecnologias foram utilizadas. À medida que novas subestações foram construídas e outras foram ampliadas, essas diversas gerações foram se encontrando.

Cada geração de sistemas apresenta características próprias de desenvolvedor e tecnologia. Nos sistemas de controle, supervisão e monitoramento, por exemplo, surgiram diversos protocolos de comunicação, como o MODBUS, DNP3 e IEC 60870-5-101.

Esta diversidade dificulta e encarece o projeto de subestações, principalmente aqueles que envolvem ampliações, pois equipamentos de diversos fabricantes e de diferentes gerações tecnológicas devem operar entre si.

Neste contexto foi criada a norma IEC 61850, que propõe uma arquitetura única para a comunicação entre os dispositivos da subestação, independente da função ou fabricante. Adota a tecnologia TCP/IP e todos os seus conceitos associados para a transmissão das informações, focando na modelagem dos dispositivos de automação da subestação.

Esta norma modelou ainda os mecanismos de comunicação:

- ***Generic Object Oriented Substation Event* (*Goose)*** – Para mensagens com requisitos rígidos de tempo, da ordem de até 4 ms;
- ***Manufacturing Message Specification (MMS)*** – Para mensagens de supervisão e controle, com tempos da ordem de segundos;
- ***Sampled Values (SV)*** – Para serem utilizados nas conversões de medições analógicas, com tempos da ordem de milissegundos.

7.1.2 Sistema de Teleproteção

Devido a grande complexidade do sistema elétrico de potência, existe uma necessidade de se monitorar informações críticas referentes aos sinais de proteção e controle, a fim de se identificar a origem de falhas no sistema. Surge então o conceito de teleproteção. A teleproteção é um método de proteção de linha que, utilizando os relés de proteção e canais de comunicação, detecta, determina e atua nas falhas, aliando velocidade de resposta e seletividade na proteção.

Para o projeto do sistema de teleproteção, assim como o sistema de proteção e controle, deve-se levar em consideração quatro fatores:

- **Confiabilidade** – É a certeza da correta operação perante falhas no sistema, evitando atuações desnecessárias;

- **Seletividade** – Capacidade de, perante uma falta, eliminar somente o necessário do sistema;

- **Velocidade** – Consiste em eliminar as faltas no menor tempo possível, considerando a seletividade do sistema;

- **Simplicidade** – Consiste em projetar sistemas que não são mais complexos que o necessário.

O sistema de teleproteção é composto basicamente de equipamentos para aquisição dos dados dos relés de proteção, dos transmissores e receptores e dos canais de comunicação, garantindo uma comunicação bilateral e ponto a ponto. Neste sistema, um terminal remoto (dotado da capacidade de detectar a direção do fluxo da corrente de falta) detectará a ocorrência de um defeito, e informará um dado terminal da existência deste defeito dentro de sua zona de interesse, utilizando para isto um sistema de comunicação.

Os equipamentos de teleproteção existentes no mercado podem ser interligados através de diversos meios de comunicação analógicos ou digitais, como:

- **Fio piloto** – É realizado pela conexão das extremidades da linha através de pares de cabos trançados e blindados;

- **Micro-ondas ou ondas de rádio** – Utiliza-se o espaço aéreo como meio de comunicação. Sua vantagem está na independência do SEP. Entretanto, o seu alcance é limitado (aproximadamente 50 km por enlace), necessitam de um espaço livre de obstáculos e exigem uma infraestrutura onerosa e sujeita às condições atmosféricas;

- **Fibra óptica em cabo dielétrico** – Utilizam-se cabos de fibra óptica dedicados para o transporte das informações. É um dos meios mais utilizados atualmente. Sua vantagem é a imunidade das fibras ópticas a campos eletromagnéticos gerados pelas linhas de transmissão;

- ***Optical Ground Wire* (*OPGW*)** – Neste tipo de comunicação, utilizam-se cabos do tipo OPGW para a transmissão das informações. Estes são cabos especiais capazes de realizar as funções de condutor terra de proteção das linhas de transmissão contra descargas atmosféricas (cabo para-raios) e de realizar a comunicação de alta velocidade devido às fibras ópticas presentes em seu interior.

  O cabo *OPGW* é composto basicamente de um núcleo de fibras ópticas envolto por um tubo de aço inoxidável, opcionalmente revestido por um tubo de alumínio e por fim, os cabos de aço revestidos de alumínio, que terão a função do condutor terra. Podemos ver na Figura 71 um esquemático do cabo OPGW.

Figura 71 - Cabo OPGW [64]

Vale lembrar que existe uma grande variedade de cabos *OPGW*, com variedade na quantidade de cabos ópticos, mais centralizados ou mais periféricos, com diferentes tipos de transmissão (monomodo ou multímodo), dentre outras características.

- **Ondas Portadoras em Linhas de Alta Tensão (OPLAT)** – Também conhecido como Sistema de *Powerline Carrier*, é o sistema mais utilizado em esquemas de teleproteção, devido ao seu baixo custo em relação aos outros esquemas. Utiliza os próprios cabos da linha de transmissão como meio de propagação das informações.

Neste sistema os transmissores e receptores são acoplados à linha através de capacitores de acoplamento, e os sinais de telecomunicação são limitados à linha de transmissão através das bobinas de bloqueio e dispositivos de sintonia.

As bobinas de bloqueio são basicamente uma indutância conectada em série com a linha de transmissão, possuindo uma unidade de sintonia RC paralelo. São sintonizadas na frequência do sinal dos transmissores e receptores, possuindo baixa impedância para a frequência do SEP (50 ou 60 Hz) e alta impedância para a frequência dos sinais de teleproteção, limitando estes últimos somente às linhas de transmissão. Observa-se na Figura 72 um esquema do sistema OPLAT.

---

64 **Linxcom UK**, 2011. Disponivel em: <http://www.linxcom.net/products/fibre/cable/opgw.html>. Acesso em: 30 de Julho 2012.

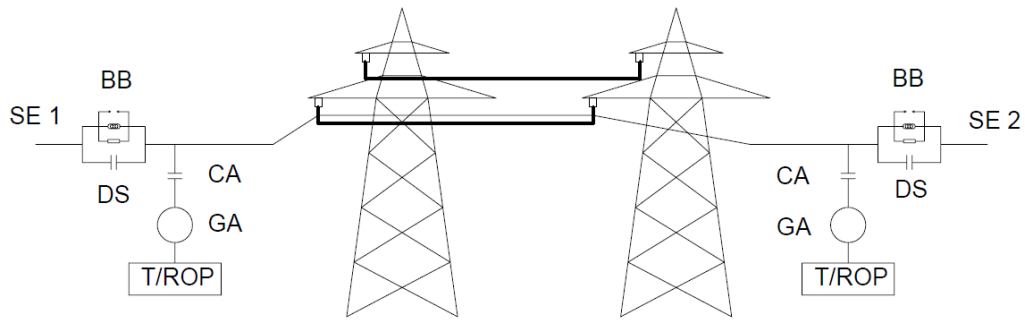



Figura 72 - Esquema do Sistema OPLAT

Na Figura 72 tem-se:

BB – Bobina de bloqueio;

DS – Dispositivo de sintonia;

CA – Capacitor de acoplamento;

GA – Grupo de acoplamento;

T/ROP – Transmissor e receptor de ondas portadoras.

Como maior vantagem deste método tem-se o baixo custo de implantação e manutenção, para pequeno número de canais e longas distâncias, não necessitando de repetidores ao longo da linha. Por outro lado este sistema apresenta uma faixa de espectro de transmissão pequena (em geral entre 40 e 500 kHz) e está suscetível a ruídos do SEP.

7.1.3 Sistema de Detecção e Combate a Incêndio

Os Sistemas de Detecção e Combate à Incêndio (SDCI) são responsáveis por detectar, alarmar e combater quaisquer princípios de incêndio dentro das áreas abrangidas pelo sistema, minimizando as perdas e danos causados pelas chamas. Quanto mais rápido for detectado o incêndio, mais fácil será controlá-lo, já que se está em estágios mais incipientes.

Os detectores são os dispositivos que devem ser planejadamente dispostos e interligados, e que fornecem as informações de princípio de incêndio, por meio de indicações

sonoras ou visuais, além de dispararem os comandos para os sistemas automáticos de combate a incêndio. Os principais tipos de detectores são:

- Detectores de temperatura;
- Detectores de fumaça;
- Detectores de chama.

Em subestações que não apresentam o sistema de combate automático, são utilizados extintores portáteis de água, pó químico, espuma ou outro agente extintor, espalhados pelas Casas de Comando e pátios das subestações. Estes equipamentos estão destinados a combater pequenos focos de incêndio em sua origem.

Para as subestações com o sistema de combate automático, uma infraestrutura para dispersão do elemento extintor deve ser instalada. Os elementos extintores mais comuns são a água, espuma mecânica, dióxido de carbono (CO_2) e outros gases inertes. Os sistemas de combate mais usados então são:

- **Sistemas de hidrantes** – São sistemas destinados a conduzir e distribuir tomadas de água com determinada pressão e vazão, proporcionando aos ocupantes um meio de combate a incêndio onde o uso de extintores manuais não é efetivo;

- **Sistemas de chuveiros automáticos (*sprinklers*)** – São sistemas nos quais se instala em locais estratégicos uma série de chuveiros automáticos (Figura 73), alimentados por um sistema de água pressurizada. Estes chuveiros possuem um elemento termossensível que se rompe com a elevação de temperatura causada pelo incêndio, permitindo assim a liberação da água;

Figura 73 - Sistema de sprinklers [65]

- **Sistemas fixos de CO_2** – São sistemas onde são instalados cilindros com cargas de CO_2 (Figura 74), além de tubulações e difusores, destinados a extinguir o incêndio por abafamento. São recomendados para locais onde o uso da água como agente extintor é desaconselhável ou em que os equipamentos possam sofrer depreciação;

Figura 74 - Cilindros para sistema fixo de CO_2 [66]

- **Sistemas de água nebulizada** – São sistemas que utilizam água sob alta pressão para, através de pulverizadores (Figura 75), produzir uma névoa de microgotas de água. Este sistema combina propriedades do combate por *sprinklers* e do combate por gases. Ele causa o resfriamento por absorção do calor na

65 **Instituto Sprinkler Brasil**, 2012. Disponivel em: <http://www.sprinklerbrasil.org.br/sobre/o-que-sao-e-como-combatem-incendios>. Acesso em: 20 de Julho 2012.
66 **Previnave**. Disponivel em: <http://www.previnave.com/industria/psadi.html>. Acesso em: 19 de Julho 2012.

evaporação da água, atenua a transmissão do calor por radiação e desloca o oxigênio por efeito da evaporação;

Figura 75 - Sistema de água nebulizada [67]

- **Sistemas de espuma** – São sistemas compostos por um reservatório de uma pré-mistura (Figura 76) que, na ocorrência de um incêndio, formará uma espuma por agitação mecânica. Existem ainda sistemas por espuma química, formada por reação de sais básicos com sais ácidos, mas estes estão em desuso. São desaconselhados para locais com equipamentos energizados pois as espumas são condutoras de eletricidade.

Figura 76 - Tanque de armazenamento de pré-mistura para espuma [68]

---

67 **Guía de la Seguridad**, 2006-2009. Disponivel em: <http://www.guiadelaseguridad. com.ar/novedades/mayo_08/agua_nebulizada. htm>. Acesso em: 20 de Julho 2012.
68 **Gifel**, 2011. Disponivel em: <http://www.gifel.com.br/lisref/espumaref.htm>. Acesso em: 29 de Julho 2012.

7.1.4 Sistemas de Segurança

O SPCS visa à proteção elétrica das subestações. Os sistemas de segurança, por sua vez, tem outro enfoque: a proteção física das subestações. Visam controlar e limitar a entrada de pessoas não autorizadas e de monitorar as ações das pessoas e equipamentos dentro da subestação e na Casa de Comando.

Os principais sistemas utilizados são:

- **Circuito Fechado de Televisão (CFTV)** – São sistemas nos quais os sinais provenientes de câmeras estrategicamente posicionadas são enviados a um centro de supervisão local ou remoto. Os principais componentes destes sistemas são as câmeras, o cabeamento ou transmissores sem fio e os monitores. Sistemas mais modernos gerenciam e armazenam as imagens de modo digital, possibilitando o tratamento destas e controlando movimentos, fluxos, velocidades, dentre outras funcionalidades;

- **Sistema de proteção perimetral** – Os sistemas de proteção perimetral tem o objetivo de inibir, dificultar e detectar a intrusão de pessoas não autorizadas nas áreas perimetrais da subestação. Os principais equipamentos adotados nestes sistemas são:

  - Cercas eletrificadas;
  - Cercas com sensores de vibração;
  - Cercas com sensores de proximidade;
  - Barreiras de cabos sensores enterrados;
  - Barreiras de infravermelho ativo;
  - Barreiras de micro-ondas ativas;
  - Concertinas.

- **Sistemas de controle de acesso** – Os sistemas de controle de acesso visam controlar o acesso de pessoas ou veículos à subestação, permitindo este à subestação somente a pessoas previamente autorizadas. Podem ser feitos a partir

de cartões magnéticos, códigos de barras, *smart cards*, *tags* ou biometria, juntamente com bloqueios como catracas, cancelas ou portas;

- **Sistemas de alarme** – Os sistemas de alarme são adjuntos a outros sistemas, como por exemplo o SDCI e o Sistema de Proteção Perimetral, e são utilizados para avisar aos controladores a ocorrência de eventos detectados, através de sinais luminosos, sonoros ou enviando sinais a um centro de controle externo.

7.2 Estudos Necessários para Subestações

Para se projetar as subestações são necessários alguns estudos, a fim de se obter parâmetros de projeto ou ainda para se verificar a confiabilidade, a viabilidade e as especificações de projeto. Entre estes podemos citar os estudos para aterramento, estudos para proteção a descargas atmosféricas e outros estudos elétricos. A seguir estudaremos alguns dos estudos mais requisitados no projeto das subestações.

7.2.1 Sistemas de Aterramento

Essencialmente os sistemas de aterramento devem ser dimensionados para satisfazer a três condições, não necessariamente independentes:

- Garantir que os níveis de curto-circuito fase-terra sejam suficientes para sensibilizar o sistema de proteção;
- Proteger as instalações e pessoas contra danos devidos às descargas atmosféricas;
- Proteger pessoas de choques elétricos devido à falha da isolação;
- Determinar potenciais de passo e toque suportáveis a seres vivos.

Estas condições podem ser alcançadas através de uma geometria da malha de aterramento adequada à resistividade do solo, com o cálculo correto da parcela da corrente de curto-circuito a ser dissipada pela malha de aterramento e dos tempos envolvidos na atuação do sistema de proteção. Vale salientar que, apesar de instintivo, baixas resistências de aterramento não garantem um projeto seguro, da mesma forma que altas resistências de aterramento não significam, necessariamente, um projeto inseguro.

7.2.1.1 Resistividade do Solo

A resistividade do solo é um dado importante para o dimensionamento de qualquer malha de aterramento. O processo mais utilizado para sua medição chama-se Configuração de Wenner, com quatro eletrodos (Figura 77).

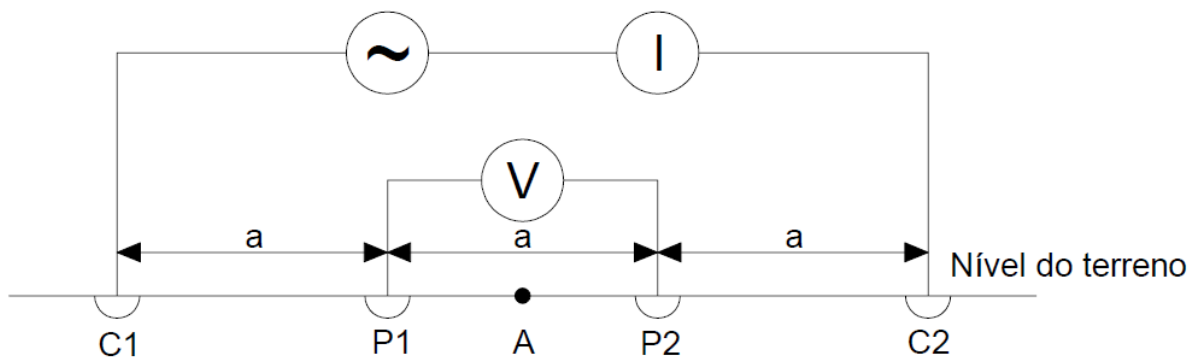



Figura 77 - Configuração Wenner para medição de resistividade do solo

Este método consiste basicamente na injeção de corrente entre os eletrodos de corrente C1 e C2, medindo simultaneamente a diferença de potencial entre os eletrodos P1 e P2, simetricamente em relação a um ponto A. Na prática o amperímetro e o voltímetro estão incorporados em um equipamento, em geral do tipo ponte, que fornece a relação:

$$R = \frac{V}{I}$$

Onde:

R – Resistência do solo;

V – Tensão medida entre os eletrodos P1 e P2;

I – Corrente aplicada entre os eletrodos C1 e C2.

Se o solo for homogêneo, então a resistividade é dada por:

$$\rho = 2 * \pi * a * \frac{V}{I}$$

Onde:

ρ – Resistividade do solo;

a – Distância entre os eletrodos C1 e P1, P1 e P2, e P2 e C2;

V – Tensão medida entre os eletrodos P1 e P2;

I – Corrente aplicada entre os eletrodos C1e C2.

Ainda, se o solo for homogêneo, então a resistividade ρ será independente de a. Como raramente o solo é homogêneo, então deve-se obter diferentes valores de resistividade para diferentes valores de a., encontrando uma equação de resistividade em função de a:

$$\rho a = f(a) = 2 * \pi * a * R$$

Onde:

$\rho a = f(a)$ – Função que relaciona a resistividade do solo com a distância a;

a – Distância entre os eletrodos C1 e P1, P1 e P2, e P2 e C2;

R -

Geralmente utiliza-se a com valores crescentes segundo a série 2^n, com n = 1, 2, 3... (m).

Aplicando os dados obtidos em softwares específicos é possível se realizar a estratificação do solo em várias camadas para, em seguida, se projetar a malha de aterramento.

7.2.1.2 Malhas de Aterramento

A malha de aterramento é o método de aterramento comumente utilizado nas subestações. Ela é composta por uma rede de cabos principais dispostos horizontalmente e interligados por juntas mecânicas ou soldas, e por hastes enterradas verticalmente no solo (condutores auxiliares).

À malha de aterramento são ligados todos os equipamentos da subestação, estruturas metálicas e cabos para-raios, através de cabos auxiliares de bitola apropriada, a fim de permitir a equalização de potencial, mas também reduzir a corrente de dispersão à terra por meio de cabo e cabos adicionais em regiões críticas de malha.

Em geral, para o projeto da malha de aterramento, são utilizados alguns critérios, como:

- Os espaçamentos entre os condutores principais devem ser aproximadamente iguais, preferencialmente com o mesmo valor entre fases ou valores múltiplos ou submúltiplos;
- Os espaçamentos entre os condutores auxiliares deverão ser de 2 a 3 vezes o espaçamento entre os condutores principais;
- Devem ser instaladas hastes de aterramento próximas aos aterramentos dos para-raios e do neutro dos transformadores;
- Deve ser instalado um cabo externo e outro interno a 1 metro de distância de alambrados;
- Os cantos das malhas de aterramento devem ser arredondados com raio mínimo de 2 metros, sendo que a malha nesta região deve ser subdividida;
- O tempo de eliminação de falha para o cálculo dos potenciais admissíveis, salvo exceções, deverá ser de 0,5 segundos;
- Para o dimensionamento dos cabos, o tempo adotado para correntes de curta duração nos equipamentos deverá ser de 1 segundo;
- Os cabos são dimensionados para uma temperatura de partida de 40 ºC e uma temperatura final de 450 ºC;

- Cada equipamento será interligado com a malha de aterramento através de 2 cabos.

7.2.2 Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

As subestações devem ser protegidas contra surtos atmosféricos, tanto os advindos de descargas diretas quanto os advindos pelas linhas de transmissão.

As descargas diretas, apesar de ocorrência bastante reduzida, costumam ser danosas aos equipamentos, já que estes não costumam ser projetados para suportar tais condições. É necessário então projetar uma proteção aérea, a fim de impedir o impacto de qualquer descarga atmosférica direta nos equipamentos ou linhas de transmissão na vizinhança da estação.

Para a proteção contra descargas diretas, em geral utiliza-se cabos-guarda aéreos ou hastes de blindagem. Estas últimas são utilizadas para complementação da proteção dos cabos para-raios, para equipamentos que estejam fora da cobertura destes.

7.2.2.1 Método de Cálculo

Sempre existiu uma grande dificuldade de se avaliar corretamente o desempenho da blindagem aérea para subestações, sendo que esta avaliação era feita através de coleta de um grande número de dados e seu posterior tratamento estatístico.

Os métodos desenvolvidos através de ensaios de modelos reduzidos não se mostravam satisfatórios, já que na realidade as taxas de falhas da blindagem se mostravam excessivamente altas.

Um método muito utilizado e que mostrou resultados mais satisfatórios foi o modelo eletrogeométrico, que se desenvolveu sobre o conceito de distância disruptiva (*striking*

distance). A distância disruptiva depende da carga do raio líder, a qual determina de maneira aproximada o valor da corrente de retorno do raio, ou seja, associa-se a cada distância disruptiva uma intensidade de raio.

De maneira geral pode se resumir o método da seguinte maneira:

- A corrente crítica de descarga é definida como sendo a maior intensidade de corrente que incide sobre os condutores energizados sem produzir a ruptura dos seus isolamentos. O seu valor é definido pela expressão:

$$I_C = \frac{2 * NBI}{Z_O}$$

Onde:

I_C – Corrente crítica de descarga;
NBI – Nível Básico de Impulso Atmosférico;
Z_O – Impedância característica dos condutores sobre os quais se dá a incidência dos raios.

$$Z_0 = 60 * ln \frac{2 * H}{r}$$

Onde:

H – Altura dos condutores (m);
r – raios dos condutores (m).

- A distância disruptiva é calculada por meio de fórmulas empíricas, como por exemplo a fórmula de *Whitehead e Gilman*:

$$R = 6 * {I_{OC}}^{0,8}$$

Onde:

R – Distância disruptiva em metros para os condutores de fase ou cabos para-raios;

$I_{OC} = 1{,}1 * I_C$ – Sendo I_C a corrente de descarga crítica do raio em kA.

- A distância disruptiva para o solo pode ser diferente da distância disruptiva para os condutores de fase ou cabos para-raios. Utiliza-se então um fator k, ajustado experimentalmente.

$$k = \frac{rsg}{R}$$

Onde:

R – Distância disruptiva em metros para os condutores de fase ou cabos para-raios;

rsg – Distância disruptiva para o solo.

Sugere-se que para sistemas em EAT utilize-se o fator k igual a 0,8, como um fator de segurança para compensar eventuais imprecisões no método utilizado. Na Figura 78 ilustra-se uma proteção por blindagem aérea.

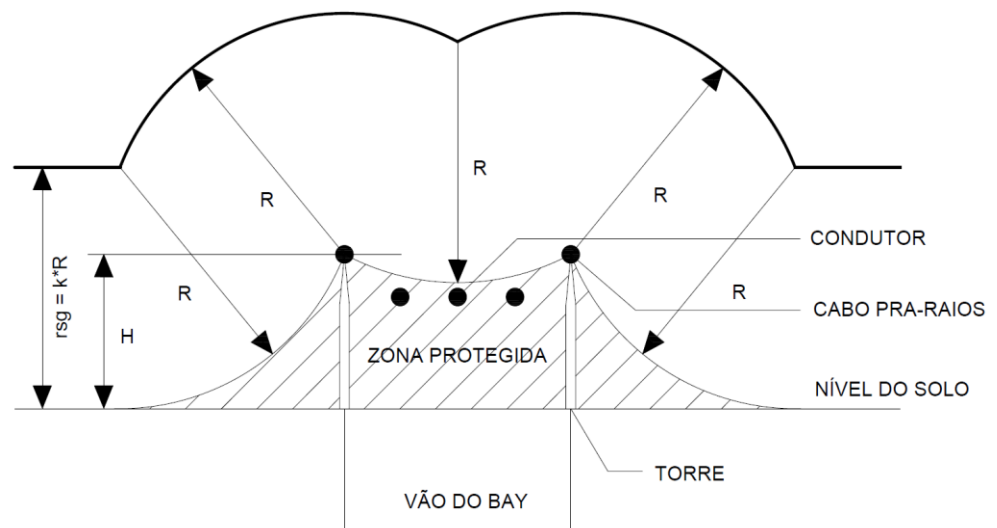



Figura 78 - Esquema de proteção aérea por cabo para-raios

No caso das hastes de blindagem, a área de proteção é formada por um cone com origem na ponta da haste, conforme visto na Figura 79.

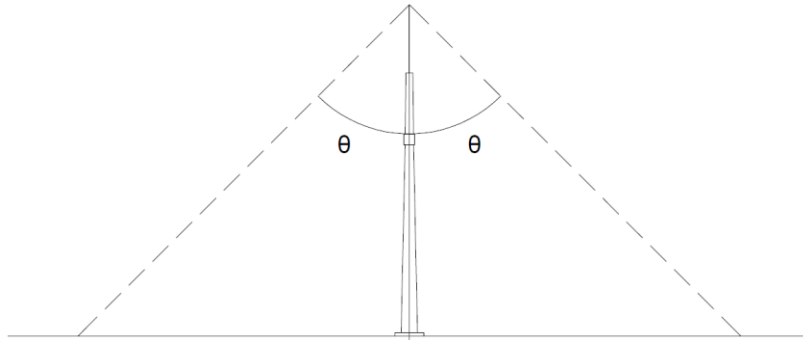



Figura 79 – Esquema de proteção aérea por hastes

O ângulo θ varia de acordo com a altura de instalação das hastes e de acordo com o tipo de instalação a ser protegida. Em geral, para subestações, o valor adotado para este ângulo varia entre 35º e 45º.

Então, a área de proteção total da subestação será composta pela intersecção das áreas de todos os cabos e hastes da subestação.

Atualmente, para o cálculo da proteção contra descargas atmosféricas diretas são utilizados programas de simulação, que consideram inúmeros fatores como localização, densidade de descargas, tipos de estruturas, dentre outros.

7.2.3 Estudos Elétricos

Para o projeto das subestações, podem ser necessários alguns estudos que auxiliarão no projeto elétrico, eletromecânico e civil da subestação. Estes estudos em geral são feitos sobre o sistema no qual as subestações se inserirão, auxiliando na definição de especificações dos equipamentos e até na configuração das subestações.

Existe uma infinidade de estudos que podem ser realizados, sendo que uns são mais utilizados que outros. Ainda, alguns desses estudos são considerados obrigatórios por parte

dos órgãos governamentais e concessionárias, a fim de garantir maior confiabilidade dos parâmetros de projeto das subestações.

Alguns dos principais estudos são elencados a seguir.

- Levantamento de dados em campo;
- Medições de grandezas elétricas;
- Estudo de curto-circuito para a seletividade (*Compreensive Balance*);
- Estudo de curto-circuito para a adaptabilidade de equipamentos;
- Estudo de curto-circuito *unbalanced*;
- Estudo de curto-circuito CC;
- Estudo de seletividade convencional;
- Estudo de seletividade lógica;
- Estudo de harmônicos;
- Estudo de correção de fator de potência;
- Estudo de fluxo de cargas;
- Estudo de dimensionamento de cabos;
- Estudo de estabilidade;
- Estudo de *Power flow DC*;
- Estudo de rejeição de cargas;
- Estudo de partida de motores;
- Estudo de reaceleração de motores;
- Estudo de confiabilidade;
- Estudo de *arc flash evaluation*;
- Estudo de adequabilidade de equipamentos quanto ao curto-circuito;
- Estudo de transitórios eletromagnéticos;
- Estudo de coordenação de isolamento;
- Estudo de dimensionamento e saturação de transformadores de corrente;

Dentre os estudos que são considerados necessários ao projeto podemos citar os de curto-circuito e seletividade (cronológica e amperimétrica), que irão identificar os níveis de curto-circuito nos diversos barramentos da instalação e os parâmetros de ajustes dos dispositivos de proteção do sistema, definindo ainda se os componentes do sistema atendem

às características exigidas pela instalação. Tudo isto é necessário para que todos os componentes do sistema sejam corretamente dimensionados e, na ocorrência de uma falta, somente o trecho afetado seja desligado em um tempo suficiente que mantenha a integridade dos equipamentos da subestação.

7.3 Ensaios dos Equipamentos

Os ensaios devem ser feitos em todos os equipamentos da subestação, a fim de se certificar as características reais do equipamento quanto às características requeridas pelo cliente e projetadas pelo fabricante.

Em geral existem 3 tipos de ensaios:

- **Ensaios de rotina** – São os ensaios que devem, obrigatoriamente, ser realizados em todos os equipamentos que serão instalados na subestação. São realizados em geral pelo próprio fabricante, com a presença de um fiscal designado pelo cliente, a fim de aprovar os equipamentos;

- **Ensaios especiais** – São ensaios que podem ser feitos além dos ensaios de rotina, a fim de se averiguar as características do equipamento. São ensaios geralmente mais dispendiosos e, por esta razão, são pouco requisitados;

- **Ensaios de tipo** – Os ensaios de tipo tem um objetivo diferente dos ensaios de rotina e especiais. Eles são realizados em equipamentos que tem projeto novo, e estão passando pela fase de certificação. Nestes ensaios utilizam-se condições de testes acima daquelas definidas para o equipamento e, desta forma, estes testes quase sempre são destrutivos.

A realização de cada ensaio, seja ele de rotina, especial ou tipo, devem seguir as normas vigentes de cada equipamento.

7.4 Obras Civis e Montagem Eletromecânica

Os serviços de obras civis e montagem eletromecânica são geralmente realizados por uma empreiteira especializada, que executará todos os serviços com base nos projetos elétrico, civil e eletromecânico.

Antes de se iniciar a execução das obras civis é necessário se realizar o estudo de sondagem do solo, a fim de se definir as características de resistividade mecânica do solo e melhor projetar as fundações da subestação. Ainda, é necessário se realizar a terraplanagem e a compactação do solo.

O início das obras civis se dá com a instalação do canteiro de obras junto ao local de implantação da subestação, juntamente com a mobilização de pessoal, maquinário e materiais necessários.

É executada em seguida a instalação da malha de aterramento, com a escavação do terreno, lançamento dos cabos horizontais, a cravação das hastes as conexões da malha.

Logo após, são feitas as fundações para as casas de comando, para as bases dos equipamentos e para os pórticos e capitéis. O tipo de fundação (direta, estaqueamento, tubulão ou demais tipos) será escolhido com base nos estudos de resistividade mecânica do solo.

Em seguida, é construída a casa de comando, as bases para os equipamentos, os pórticos e capitéis. São construídos os dutos e canaletas para os cabos e as caixas de inspeção e passagem.

Para finalizar as obras civis, realiza-se o espalhamento de brita ao longo do pátio da subestação, constroem-se as calçadas e instalam-se as cercas e portões da subestação.

Após a execução das obras civis, em posse dos equipamentos da subestação, pode-se realizar a montagem eletromecânica. Os equipamentos de pátio são instalados sobre suas bases e os demais equipamentos são instalados dentro da Casa de Comando, lançam-se os

cabos de baixa, média e alta tensão, e fazem-se as ligações dos cabos aos respectivos equipamentos.

Finalmente realizam-se os demais serviços necessários como o sistema de iluminação e tomadas, dentre outros. Faz-se a limpeza do pátio da obra, a desmobilização e a remoção do canteiro de obras, liberando assim o pátio da subestação para o comissionamento.

7.5 Comissionamento

Os serviços de comissionamento consistem no planejamento, desenvolvimento e execução das atividades da subestação, a fim de assegurar que esta esteja apta à energização, que seu projeto atenda às normas vigentes, que seus equipamentos estejam testados e aferidos, viabilizando assim o desempenho técnico e econômico requisitado.

O comissionamento também consiste em identificar possíveis falhas nos equipamentos e instalações, a fim de possibilitar um reparo programado e antecipado das falhas, evitando paradas, atrasos de produção e prejuízos.

Neste processo, cada equipamento e cada sistema passará por uma série de inspeções, atestando assim sua integridade, capacidades e características, gerando assim ao final um relatório de aprovação.

8 GUIA DE PROJETO ELÉTRICO DE SUBESTAÇÔES DE ALTA TENSÃO

Visto todo o estudo teórico apresentado anteriormente, e considerando a complexidade de projeto e a falta de profissionais familiarizados com o processo, surge uma motivação para elaborar um guia para auxiliar no projeto de subestações de alta tensão.

O intuito deste guia não será a de pormenorizar todas as características da subestação e dos equipamentos, mas sim auxiliar na definição das características da subestação e dos equipamentos necessárias para se elaborar uma proposta técnica e comercial confiável e precisa.

Este guia tratará então, de uma forma lógica, os passos a se seguir para se projetar uma subestação, englobando desde o processo de decisão da necessidade da construção de uma nova subestação, passando pela escolha de localidade e configuração, até a definição das características dos equipamentos e serviços necessários para a sua implantação.

8.1 Um Resumo do Projeto de Subestações

O processo do projeto de uma nova subestação pode ser resumido em um fluxograma, mostrado na Figura 80, que exibe o processo decisório para a construção de uma nova subestação, além dos passos a serem tomados no projeto da mesma.

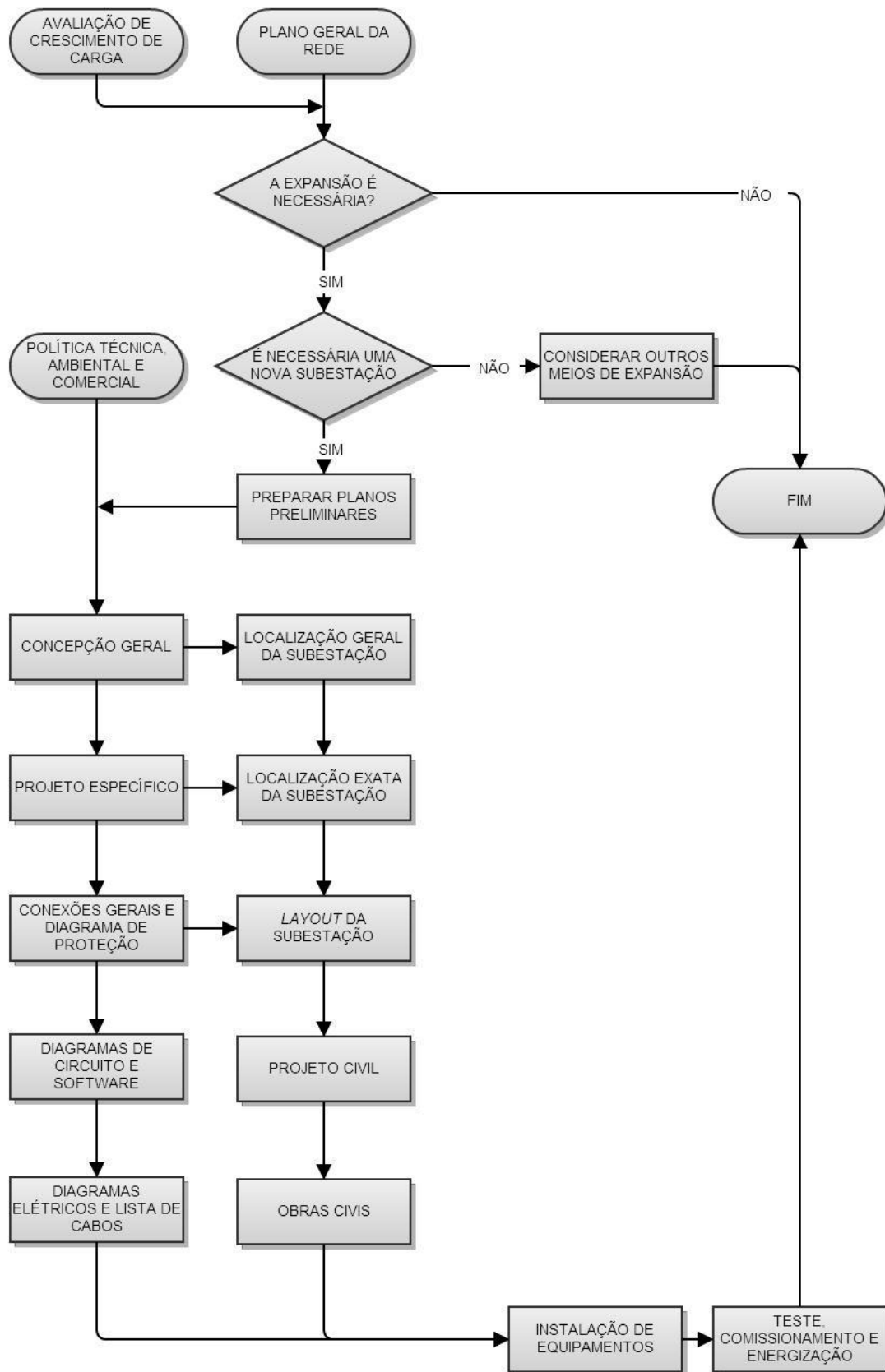



Figura 80 - Processo de estabelecimento de uma nova subestação [69]

---

69 MCDONALD, J. D. **Electric Power Substations Engineering**. 2a. ed. Boca Raton: CRC Press, 2006.

8.2 Passo 1: Uma nova subestação é necessária?

A construção de uma nova subestação surge da necessidade de expansão do sistema elétrico frente a um aumento das cargas existentes no sistema, uma adição de novas cargas, uma adição de novas fontes geradoras, uma expansão programada, dentre outros fatores. Como em muitos casos a expansão do sistema pode ser feita através da expansão das subestações já existentes, deve-se então verificar se a expansão do sistema se dará pela construção de uma nova subestação ou pela expansão de uma já existente.

Em geral, a escolha pela construção de uma subestação nova ou não, não é feita pelo projetista, mas sim pelo cliente e solicitante do acesso no SEP ou pelos órgãos governamentais, já que se consideram fatores como custo, tempo do empreendimento e viabilidade técnica e construtiva, além dos fatores relacionados ao próprio SEP.

8.3 Passo 2: Como será feita a nova subestação?

Depois de decidido pela construção de uma nova subestação, e consequentemente a sua finalidade, deve-se definir como a subestação será feita.

Neste passo a ANEEL ou a concessionária que rege o sistema no local de acesso irão verificar o impacto que a adição de uma subestação terá no sistema como um todo, estudando as correntes nominais e de curto-circuito, equipamentos já existentes, fluxos de potências, fator de potência, necessidades de desligamentos e seccionamentos de linha e outros fatores.

Assim, com base nestes pontos, o cliente, o solicitante e a concessionária irão decidir qual será a melhor forma para expansão do SEP, considerando os principais parâmetros que definirão a subestação, como:

- Tensões de operação;
- Configuração de barramento;
- Quantidade de entradas de linha;

- Quantidade de cargas a serem atendidas;
- Quantidade de transformadores de força (quando aplicável);
- Potência dos transformadores de força (quando aplicável);
- Quantidade de alimentadores;
- Correção de reativos (quando aplicável);

A esta altura, várias características do sistema já serão definidas, devido ao Parecer de Acesso junto à concessionária, como, por exemplo, a tensão e frequência do sistema, a corrente de curto-circuito, as correções de fator de potência e o ponto onde se terá o acesso à rede. Dependendo da concessionária em questão, certas configurações típicas serão requeridas para as subestações, limitando e facilitando a definição da subestação.

Assim, com base nas limitações e definições anteriores, e nas configurações típicas para subestações, o projetista poderá definir uma configuração básica para a subestação, que auxiliará os próximos passos do projeto. Neste ponto, ainda pode ser definido o esquema de montagem eletromecânica da subestação (*layout*) e a área de construção.

Deve-se atentar neste ponto aos requisitos técnicos ditados pelos órgãos competentes: para o acesso à rede básica de transmissão o ONS e a ANEEL definem requisitos mínimos de confiabilidade, flexibilidade, configuração de barramento, características mínimas dos equipamentos, dentre outros, bem como a concessionária define tais requisitos para o acesso às redes de subtransmissão e distribuição sob sua responsabilidade.

8.4 Passo 3: Onde instalar a subestação?

Na posse do diagrama unifilar básico da subestação e correspondente *layout*, parte-se agora para a escolha do terreno onde se construirá a subestação.

A localização de uma subestação é um fator crítico, já que a escolha de um terreno inadequado pode levar a gastos excessivos. Assim, para evitar problemas, deve-se considerar vários fatores, como por exemplo:

- **Localização dos centros de carga, fontes geradoras e linhas de transmissão** – A distância entre a subestação e as cargas, fontes geradoras e linhas de transmissão deve ser minimizada para evitar a construção de linhas de transmissão, que envolvem altos riscos técnicos e econômicos, e possuem um alto custo, muitas vezes ultrapassando o próprio custo da subestação;

- **Acessibilidade da subestação** – A subestação deve ser instalada em local com acessibilidade suficiente para garantir a manutenção, o monitoramento e a segurança da mesma;

- **Condições técnicas do ONS/ANEEL ou da concessionária para acesso à rede** – A subestação deverá ser alimentada pelo ponto onde o ONS e/ou a concessionária autorizar o acesso ao SEP;

- **Características de resistividade do solo** – O solo do local de instalação da subestação deve possuir boas características de resistividade elétrica, para se evitar superdimensionamentos das malhas de aterramentos, que podem aumentam consideravelmente os custos;

- **Características mecânicas e/ou geotécnicas do solo** – O solo do local de instalação da subestação deve possuir boas características mecânicas, evitando assim a necessidade de grande quantidade de fundações ou fundações especiais. Este item é importante pois as fundações compõe boa parte do custo das obras civis da subestação;

- **Custos de terraplanagem** – O terreno da subestação deve preferencialmente ser plano ou aproximadamente plano, já que os custos de terraplanagem são proporcionais à quantidade em metros cúbicos de terra a ser deslocados, removidos ou adicionados ao terreno;

- **Condições atmosféricas e ambientais** – Deve-se considerar as condições ambientais do local de instalação visto que fatores como poluição, altitude, umidade relativa, dentre outros afetam o dimensionamento dos equipamentos, já que

influenciam nos isolamentos. Ainda, fatores como ambientes ácidos necessitam de equipamentos adequados, resistentes à corrosão, geralmente feitos em materiais mais nobres e caros;

- **Espaço físico** – Deve-se considerar um terreno com dimensões suficientes para se instalar a subestação e ainda acomodar possíveis expansões futuras;

- **Impactos ambientais, sociais e econômicos** – Deve-se considerar, além dos fatores técnicos, o impacto que a subestação terá no ambiente a seu redor, considerando fatores ambientais, sociais e econômicos.

Como um terreno dificilmente irá atender a todas as especificações, então se deve considerar alguns fatores em detrimento de outros, a fim de se minimizar o custo.

8.5 Passo 4: Encontrou-se uma solução satisfatória?

Feito a primeira vez o processo dos passos 1 ao 3, deve-se verificar se a solução encontrada está satisfatória. Em muitos casos a primeira iteração não gera uma solução que agrada tecnicamente todas as partes envolvidas. Deve-se então realizar novas iterações até que se chegue a um consenso.

8.6 Passo 5: Especificação dos Equipamentos

Em posse do unifilar básico e do parecer de acesso, pode-se iniciar efetivamente o processo de especificação dos equipamentos. Em geral divide-se a especificação dos equipamentos em dois setores: anterior ao transformador e posterior ao transformador.

Os equipamentos anteriores ao transformador estão relacionados com as características do sistema em que a subestação se insere, além das características próprias do transformador.

Eles vão ser dirigidos principalmente pela corrente de curto-circuito do sistema, fornecido pela acessada no parecer de acesso, e pela potência do transformador. A corrente nominal pode ser calculada utilizando-se a máxima potência do transformador na fórmula da potência elétrica trifásica aparente e admitindo que cos φ = 1:

$$S = \sqrt{3} * I_{np} * U_{np} * cos\varphi \rightarrow \ I_{np} = \frac{S}{\sqrt{3} * U_{np}}$$

Onde:

S – Potência do transformador em VA;

I_{np} – Corrente nominal primária dos equipamentos;

U_{np} – Tensão nominal do enrolamento primário do transformador.

Os equipamentos posteriores ao transformador, por sua vez, serão guiados principalmente pelas características do transformador, como a potência e a impedância característica. Para estes equipamentos a corrente nominal é dada como no caso dos equipamentos anteriores ao transformador, porém com a tensão nominal secundária do transformador. A corrente de curto-circuito será dada pela corrente nominal e pela impedância do transformador, da forma:

$$I_{CC} = \frac{S}{U_{ns} * Z}$$

Onde:

I_{CC} – Corrente de curto-circuito;

S – Potência aparente do transformador;

Z – Impedância percentual do transformador;

U_{ns} – Tensão nominal secundária.

É evidente que estas fórmulas são aplicáveis para subestações com apenas um transformador de força. Quando se trabalha com transformadores em paralelo, as correntes

nominais e de curto-circuito que passarão pelos equipamentos serão proporcionais ao número de transformadores em paralelo.

Devem ser definidos também nesta seção os níveis de isolamento dos equipamentos, os níveis de poluição e as distâncias de escoamento.

Após definidas as principais características dos equipamentos, deve-se especificar cada equipamento de acordo com as características necessárias, como apresentado nos itens seguintes.

8.6.1 Equipamentos de Alta Tensão

8.6.1.1 Especificação dos Transformadores de Força

O processo de especificação dos transformadores de uma subestação compreende a definição das características gerais dos equipamentos das subestações e dos tipos construtivos exclusivos dos transformadores de força e deve-se basear nas normas ABNT NBR 5356:2007 partes de 1 a 5. De forma geral, deve-se definir:

1. Número de fases;
2. Frequência nominal;
3. Tensão nominal dos enrolamentos primário, secundário e terciário;
4. Tensão nominal da bucha;
5. Potência nominal;
6. Tipo de refrigeração;
7. Grupo de ligação (para transformadores trifásicos);
8. Tipo de comutação;
9. Níveis de isolação;
10. Acessórios.

8.6.1.2 Especificação dos Reatores em Derivação

Ao se especificar os reatores de derivação deve-se seguir a norma ABNT NBR 5119:2011, definindo, de forma geral, as seguintes características:

1. Número de fases;
2. Frequência nominal;
3. Tensão nominal
4. Potência reativa;
5. Tipo de refrigeração;
6. Tipo de ligação;
7. Regime;
8. Impedância de sequência zero (somente para reatores trifásicos);
9. Proteção por para-raios;
10. Níveis de isolação.

8.6.1.3 Especificação dos Disjuntores

Ao se especificar os disjuntores deve-se seguir a norma ABNT NBR IEC 62271-100:2006, definindo, de forma geral, as seguintes características:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal;
3. Corrente nominal;
4. Corrente de curto-circuito;
5. Distância de escoamento;
6. Níveis de isolamento;
7. Tipo construtivo;
8. Tipo de acionamento;
9. Acessórios.

8.6.1.4 Especificação das Chaves

O processo de especificação das chaves deve seguir a norma ABNT NBR IEC 62271-102:2006, e suas normas associadas, definindo, de forma geral:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal;
3. Corrente nominal;
4. Corrente de curto-circuito;
5. Distância de escoamento;
6. Níveis de isolamento;
7. Tipo construtivo;
8. Tipo de acionamento;
9. Acessórios.

8.6.1.5 Especificação dos Transformadores de Corrente

Ao se especificar o transformador de corrente, deve-se ter em vista a norma ABNT NBR 6856:1992, definindo:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal;
3. Corrente nominal primária;
4. Corrente nominal secundária e relações nominais;
5. Número de enrolamentos para medição e proteção;
6. Classes de exatidão;
7. Cargas nominais;
8. Distância de escoamento;
9. Níveis de isolamento.

8.6.1.6 Especificação dos Transformadores de Potencial

Os transformadores de potencial são equipamentos que em geral não necessitam da especificação de requisitos especiais ditados pelo sistema. Assim, a utilização de normas é de grande ajuda. A especificação dos transformadores de potencial deve levar em conta a norma ABNT NBR 6855:2009, determinando, de forma geral:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal primária;
3. Tensão nominal secundária e relações nominais;
4. Número de enrolamentos para medição e proteção;
5. Classes de exatidão;
6. Cargas nominais;
7. Distância de escoamento;
8. Níveis de isolamento.

8.6.1.7 Especificação dos Para-raios

O processo de especificação dos para-raios deve levar em conta diversas normas, como por exemplo ABNT NBR 5287:1988, ABNT NBR 5424:2011 e ABNT NBR 16050:2012, dentre outras. De maneira geral irá se especificar:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal do sistema;
3. Máxima tensão de operação Contínua;
4. Tensão nominal do para-raios;
5. Corrente de descarga nominal;
6. Tipo de isolamento;
7. Distância de escoamento;
8. Acessórios.

8.6.1.8 Especificação das Bobinas de Bloqueio

A norma brasileira que define as bobinas de bloqueio é a ABNT NBR 8119:1983. Como esta norma está cancelada e não existe nenhuma norma brasileira que a tenha substituído até o momento, deve-se especificar as bobinas de bloqueio de acordo com a norma internacional IEC 60353:1989. De forma geral são especificados:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal;
3. Corrente nominal;
4. Corrente de curto-circuito;
5. Indutância nominal;
6. Resistência ou impedância mínima de bloqueio;
7. Faixa de frequência;
8. Tipo de montagem;
9. Acessórios.

8.6.1.9 Especificação dos Bancos de Capacitores em Derivação

Para especificar o banco de capacitores em derivação deve-se observar as recomendações da norma ABNT NBR 5282:1998, definindo, de maneira geral:

- **Para as unidades capacitivas:**
    1. Frequência nominal;
    2. Tensão nominal;
    3. Tensão máxima suportável;
    4. Máxima potência contínua;
    5. Potência reativa à tensão nominal;
    6. Distância de escoamento;
    7. Níveis de isolamento.

- **Para o banco de capacitores:**
    1. Frequência nominal;
    2. Tensão nominal;
    3. Potência reativa trifásica à frequência nominal do sistema;
    4. Esquema de ligação;
    5. Número de grupos de capacitores em série por fase;
    6. Número de capacitores em paralelo para cada grupo série;
    7. Uso interno ou externo;
    8. Distância de escoamento;
    9. Níveis de isolamento.

8.6.1.10 Especificação dos Bancos de Capacitores Série

Devido a não padronização dos bancos de capacitores em série, o processo de especificação dos equipamentos deve ser feita em relação ao caráter funcional. Deste modo devem ser definidas características básicas do banco sem que se particularize cada um dos equipamentos. Assim, devem constar na especificação funcional:

- Características gerais do sistema como frequência e tensão;
- Características de isolamento;
- Características nominais do banco como corrente, reatância e potência;
- Sistema de proteção do banco;
- Outros requisitos como possibilidade de expansão;
- Estudos a serem feitos.

8.6.2 Equipamentos de Média Tensão

8.6.2.1 Especificação dos Resistores de Aterramento

Para a caracterização dos resistores de aterramento deve-se definir as seguintes características:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal;
3. Corrente nominal;
4. Tempo permissível para circulação da corrente nominal;
5. Resistência nominal;
6. Tipo de instalação;
7. Grau de proteção;
8. Distância de escoamento;
9. Níveis de isolamento;
10. Acessórios.

8.6.2.2 Especificação da Distribuição em Média Tensão

Para se definir os equipamentos da distribuição de média tensão, deve-se primeiramente definir qual o método de distribuição será utilizado: distribuição em postes ou por cubículos isolados.

Quando se trabalha com a distribuição em postes, a especificação dos equipamentos se dará pela definição das características de cada equipamento em si. Cada um dos equipamentos (chaves, disjuntores, transformadores de potencial e de corrente, para raios, dentre outros) seguirá as especificações como definidas para os equipamentos de alta tensão, devidamente ajustados para a média tensão.

Entretanto, quando se opta pela distribuição através de cubículos isolados, diversas outras características devem ser definidas (além daquelas inerentes aos equipamentos que compõe os cubículos) como aquelas referentes aos invólucros metálicos. Desta forma, deve-se atentar também a norma ABNT NBR IEC 62271-200:2007, que define as normas para conjuntos de manobra e controle de alta tensão em invólucros metálicos.

De maneira geral, irá se definir para tais cubículos:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal;
3. Corrente nominal;
4. Corrente de curto-circuito;
5. Tensão nominal de alimentação de circuitos auxiliares;
6. Meios de isolamento;
7. Tipo de instalação;
8. Grau de proteção;
9. Distância de escoamento;
10. Níveis de isolamento.

8.6.3 Equipamentos de Serviços Auxiliares

8.6.3.1 Especificação dos Bancos de Baterias

Para se especificar os bancos de baterias deve-se atentar as normas vigentes ABNT NBR 14204:2011, ABNT NBR 14197:1998, ANBT NBR 14201:1998 e ANBT NBR 15254:2005, definindo, dentre outras características:

1. Tensão nominal;
2. Capacidade do banco;
3. Tempo de descarga;
4. Tipo de baterias;

5. Vazão de sistema de ventilação (para baterias chumbo-ácidas não seladas).

8.6.3.2 Especificação dos Bancos de Carregadores e Retificadores

O banco de carregadores e retificadores devem seguir as normas vigentes para invólucros para equipamentos elétricos (ABNT NBR IEC 60529:2005), para invólucros destinados a controle e manobra em baixa tensão (ANBT NBR IEC 62208:2003), e as normas referentes às baterias, definindo de forma geral:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal alternada;
3. Tensão nominal contínua;
4. Corrente nominal.

8.6.3.3 Especificação dos Transformadores de Serviços Auxiliares

Os transformadores de serviços auxiliares seguem as mesmas normas dos transformadores de força (ABNT NBR 5356:2007 partes de 1 a 5). Sendo assim, as características a serem definidas são praticamente as mesmas. De modo, geral, define-se:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal dos enrolamentos primário e secundário;
3. Potência nominal;
4. Tipo de refrigeração;
5. Grupo de ligação;
6. Níveis de isolação;
7. Acessórios.

8.6.3.4 Especificação dos Painéis de Serviços Auxiliares em Corrente Alternada

Os painéis de serviços auxiliares em corrente alternada são regidos por três normas principais: ABNT NBR IEC 60439-1:2003, ABNT NBR IEC 60439-2:2004 e ABNT NBR IEC 60439-3:2004. De maneira geral, para o projeto destes painéis deve-se levar em consideração:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal;
3. Quantidade e potência das cargas;
4. Quantidade e potência das fontes;
5. Necessidade de fontes alternativas e de emergência;
6. Necessidade de transferência automática.

Para um bom projeto de um PSACA, deve-se tomar os seguintes cuidados:

1. Prever circuitos independentes para cada fonte;
2. Prever circuitos independentes para cada carga;
3. Dimensionar os disjuntores de proteção de cada circuito;
4. Prever chaves seccionadoras em carga (ao invés de disjuntores) para circuitos que exigirem grande número de operações;
5. Prever medições de corrente e tensão no barramento principal;
6. Prever circuitos para ampliação futura.

8.6.3.5 Especificação dos Painéis de Serviços Auxiliares em Corrente Contínua

Os painéis de serviços auxiliares em corrente contínua seguem as mesmas normas dos PSACA e sua caracterização é praticamente idêntica, eliminando somente as características intimamente relacionadas com a corrente alternada.

8.6.3.6 Especificação do Grupo Gerador

A especificação dos grupos geradores para as subestações deve seguir as normas referentes a máquinas elétricas girantes. Dependendo do tipo construtivo, capacidade e características, o grupo gerador irá seguir umas ou outras normas e, desta forma, não se destaca quais são as normas vigentes.

Então, de forma geral, deve-se definir para o grupo gerador as seguintes características:

1. Frequência nominal;
2. Tensão nominal;
3. Corrente nominal;
4. Potência nominal;
5. Tipo de acionamento;
6. Velocidade de rotação;
7. Numero de polos;

8.7 Passo 6: Especificação dos Sistemas

Após se definir todos os equipamentos da subestação, deve-se especificar os sistemas que a comporão, determinando assim completamente o projeto da subestação. Os sistemas aqui apresentados são de caráter ilustrativo, não sendo aprofundado o projeto em si destes, delegando esta tarefa a empresas ou pessoas especializadas.

8.7.1 Especificação do Sistema de Proteção, Controle e Supervisório

O SPCS das subestações é um sistema extremamente flexível e muitas vezes complicado, não existindo uma forma correta ou um guia para projetá-lo. Desta forma, cada

subestação terá um projeto único e que deve ser feito de maneira a atender às suas necessidades.

Por outro lado, existem práticas que foram adotadas ao longo do tempo e que tem se mostrado satisfatórias, como a adoção de algumas funções básicas como, por exemplo, a função 21 quando se tem linhas de transmissão extensas, a função 87T para paralelismo de transformadores e também as funções 50 e 51 para praticamente todas as subestações.

Devido à sua flexibilidade/complexidade, assim com os outros sistemas abordados, o projeto do SPCS não é alçada desta monografia, sendo propriedade de empresas ou pessoas especializadas.

8.7.2 Especificação do Sistema de Teleproteção

Juntamente com a especificação do SPCS, deve-se verificar a necessidade do sistema de teleproteção. Caso seja necessário se instalar um sistema de teleproteção, deve-se definir qual o método de comunicação será utilizado, considerando a estrutura já instalada no sistema elétrico em que a subestação se inserirá. Os equipamentos deverão então ser definidos de acordo com a tecnologia de comunicação escolhida.

8.7.3 Especificação do Sistema de Detecção e Combate à Incêndio

A forma mais usual e barata de combate a incêndio é a forma passiva, ou seja, a utilização de extintores de incêndio espalhados pelo pátio e casa de comando da subestação. Caso a escolha seja por um sistema ativo de combate, deve-se então definir qual será o elemento extintor.

Em geral, o projeto do sistema de detecção e combate a incêndio, após escolhido o elemento extintor, é de propriedade de empresas ou pessoas especializadas, que analisarão as

plantas da subestação, os equipamentos e o *layout* para definir a quantidade e os melhores pontos de detecção e combate.

Vale salientar que muitas concessionárias descrevem o combate automático como item obrigatório para subestações com tensões e potências acima de um patamar, garantindo assim maior segurança à planta da subestação.

8.7.4 Especificação dos Sistemas de Segurança

Os sistemas de segurança são uma parte importante, mas não essencial às subestações, já que estas podem estar mais ou menos sujeitas a vandalismos, depredações e/ou invasões. Deve-se então definir quais os sistemas que serão utilizados, com base na vulnerabilidade da subestação.

Assim como no SDCI, o projeto de cada sistema de segurança é feito por empresas e pessoas especializadas, com base na planta, equipamentos e *layout* da subestação, garantindo a maior eficiência destes sistemas.

8.7.5 Especificação do Sistema de Aterramento

Em geral, para o projeto da malha de aterramento, utilizam-se programas especializados que, com base nos dados coletados da resistividade elétrica do solo, calculam a estratificação do solo, separando-o em camadas. Em seguida estes programas calculam a malha de aterramento, definindo quantidades e comprimentos de condutores e hastes, bem como geometria e espaçamentos. Deste modo, define-se para as malhas de aterramento:

1. Número de condutores e hastes;
2. Bitola dos condutores e hastes;
3. Espaçamento entre os condutores;
4. Localização das hastes verticais;

5. Profundidade das hastes verticais;
6. Geometria construtiva.

8.7.6 Especificação do Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

Para o projeto do sistema de proteção aérea contra descargas atmosféricas diretas deve-se definir os pontos onde serão instalados os cabos para-raios, bem como a altura de instalação. Em seguida irá se calcular a impedância característica, a distância disruptiva para os cabos para-raios e a distância disruptiva para o solo. Caso a área de proteção não seja satisfatória, deve-se repetir o processo alterando algum(uns) dos parâmetros.

No fim, tem-se a definição de:

1. Localização espacial dos cabos para-raios e hastes;
2. Altura de instalação dos cabos para-raios e hastes;
3. Bitola dos cabos para-raios;
4. Distância disruptiva para os cabos para-raios;
5. Distância disruptiva para o solo.

8.7.7 Especificação dos Estudos

Neste item devem ser especificados os estudos a serem realizados para auxiliar no projeto da subestação, bem como na autenticação/alteração das características já definidas anteriormente.

Alguns destes estudos são de caráter praticamente obrigatório, e devem ser utilizados na definição do projeto. Entre eles citamos:

- Levantamento de dados em campo;
- Estudo de curto-circuito para a seletividade (Compreensive Balance);

- Estudo de seletividade convencional (Cronológica e Amperimétrica);
- Estudo de seletividade lógica.

Os outros estudos serão adicionados de acordo com a necessidade do projeto ou pedido do cliente.

8.8 Passo 7: Finalização do Projeto

Findo o quinto passo, o projeto da subestação estará quase finalizado, faltando pontos relacionados não à parte elétrica, mas sim às partes necessárias para a construção da subestação.

Deve-se então tomar todas as informações já definidas e elaborar uma série de documentos, que serão utilizados na compra e construção da subestação. Devem ser elaborados:

- Documentação de especificação técnica de todos os equipamentos da subestação;
- Diagramas unifilares e trifilares elétricos e do Sistema de proteção, Controle e Supervisório;
- Plantas e cortes do pátio da subestação e da casa de comando;
- Outros documentos que se julgue necessário ao projeto da subestação.

Vale salientar neste ponto que alguns documentos somente serão criados após a construção dos equipamentos e execução da obra, como por exemplo os desenhos e diagramas dos equipamentos e os diagramas de localização de bases e fundações *as built* (como construído).

9 EXEMPLO DE PROJETO

Nesta seção é proposta uma situação que nos tente a implementar uma nova subestação de alta tensão e, tendo como base o guia proposto anteriormente, irá se projetá-la. Como dito em seções anteriores, é dado maior foco às características elétricas dos equipamentos de alta tensão, sendo que a definição dos equipamentos, sistemas e serviços necessários é de caráter meramente ilustrativo.

9.1 Necessidade de uma Nova Subestação

Imagine que um banco, hipoteticamente, instalará um novo centro de dados (*data center*) em Jundiaí – SP. Este centro consistirá de um grupo de servidores principais e um grupo de servidores retaguarda, além da instalação de conjuntos de sistemas *UPS* (principal e retaguarda), com intuito de garantir maior confiabilidade do sistema. Devido ao aquecimento gerado pela grande quantidade de servidores, será necessário instalar um sistema de resfriamento robusto. Desta forma, esta planta demandará uma grande quantidade de energia, calculada em aproximadamente 28 MVA, com previsão de dobrar a sua capacidade em um período de 10 anos.

Figura 81 - Exemplo - Mapa de localização do *data center*

Sabendo que esta potência não pode ser fornecida diretamente pela rede de distribuição já instalada, entendeu-se que deve ser instalada uma nova subestação para atender à sua nova planta. Desta forma fez-se uma solicitação de acesso à concessionária do local, no caso a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), requisitando dois pontos de acesso diferentes, para maior garantia do sistema.

9.2 Como será feita a nova subestação?

Imagine agora que, em resposta à solicitação, a CPFL propôs o acesso à rede de distribuição através da conexão com duas linhas de transmissão de 138 kV, seguindo os padrões estabelecidos na norma técnica “Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL”. Então, de acordo com o Parecer de Acesso, os requisitos do projeto são:

- Construção das linhas de transmissão 138 kV em circuito simples, com cabos para-raios de nível básico de impulso (NBI) de 695 kV;
- Apesar dos harmônicos introduzidos na rede pelos retificadores dos *UPS*, não é necessária a instalação de equipamentos de correção;

- A configuração de barramento deve seguir os padrões da CPFL. Outras configurações estarão sujeitas à aprovação da CPFL;
- Para conexões do tipo “dupla derivação”, não é permitida a energização dos dois circuitos de entrada da subestação, exceto brevemente em manobras de transferência entre eles;
- Para a transferência automática de linha, é necessária a instalação de uma Unidade Terminal Remota (UTR) para comunicação com o Centro de Operação da CPFL;
- Os disjuntores devem ser de acionamento tripolar;
- A capacidade de interrupção de correntes de curto-circuito deve ser de 31,5 kA;
- As seccionadoras das linhas de transmissão necessitam lâmina terra;
- Os transformadores de força devem ter o primário ligado em delta e secundário ligado em estrela aterrada, com deslocamento angular de 30º (Dyn1);
- Para o cálculo da malha de aterramento, o tempo mínimo para a eliminação da corrente de curto-circuito é de 0,5 segundo e o tempo mínimo para o dimensionamento dos cabos é de 1 segundo;
- Para o sistema de proteção dos transformadores, recomenda-se o uso dos relés:
    - Relé de gás (ANSI 63) do tipo *Buchholz*;
    - Relé diferencial (ANSI 87);
    - Detector de temperatura do óleo isolante;
    - Detector de temperatura do enrolamento;
    - Detector de nível do óleo isolante.
- Não é permitido o compartilhamento dos transformadores de instrumentação entre os sistemas de proteção e medição;
- A exatidão dos transformadores de instrumentação para o sistema de medição deve ser de 0,3C2,5 a C25 para os TC’s e 0,3P75 para os TP’s;
- É necessária a instalação de medidores de retaguarda para o sistema de medição;

Adicionalmente, são considerados os seguintes requisitos próprios:

- Devem ser instalados de medidores de qualidade de energia, devido à sensibilidade dos equipamentos;

- Os transformadores devem trabalhar em paralelo em regime normal de operação, porém devem ser capazes de alimentar as cargas de um outro transformador se este sair de operação;
- Em concordância com o item anterior, os cubículos de interligação de barras (*tie*) devem ter operação normalmente em aberto;
- Por questões de segurança, deve ser considerada uma margem de +5% na potência para eventuais cargas adicionais;
- Deve ser considerado um aumento de 25% na potência do transformador pela ventilação forçada;
- Os equipamentos dos sistemas auxiliares devem possuir redundância, garantindo maior confiabilidade de serviço;
- A distribuição em média tensão deve ser realizada em cubículos abrigados instalados na Casa de Comando;
- Devem ser considerados 02 alimentadores para cada grupo de servidores (7,5 MVA cada), 02 alimentadores para cada grupo de condicionadores de ar (4 MVA cada), 02 alimentadores para cada sistema de *UPS* (2 MVA) e 01 alimentador para serviços gerais (1 MVA);
- O transformador de serviços auxiliares deve ser isolado a seco, de instalação abrigada, dimensionado para atender os equipamentos de serviços auxiliares;

Assim, com base nos requisitos do parecer de acesso, nos requisitos próprios e considerando os pontos citados no item 8.3, estabeleceu-se um diagrama unifilar preliminar, como o mostrado no Anexo A.

9.3 Onde será feita a nova subestação?

Utilizando o unifilar definido anteriormente, elaborou-se um *layout* (ou planta baixa) desta subestação, definindo assim as dimensões do terreno necessárias para a construção e limitando as possíveis áreas para a instalação da mesma.

Para a elaboração do *layout* de construção considerou-se não somente os equipamentos a serem instalados na subestação, mas também os níveis de poluição e distâncias de escoamento. O fator poluição não foi considerado um agravante pois, apesar de a planta se localizar em uma área industrial, a poluição gerada no entorno não envolviam gases corrosivos, sais ou poeira particulada condutora. Desta maneira adotou-se um nível de poluição II – Normal, com distância de escoamento mínima de 20 mm/kV.

Assim, com base nos pontos citados anteriormente, elaborou-se o *layout*, visto no Anexo B, no qual o terreno necessário à construção tem dimensões 76,6m x 89,0 m. Elaborou-se também as vistas em corte da subestação, conforme Anexo C e Anexo D.

Em seguida, tomando por base o *layout* criado, partiu-se para a seleção da área onde seria efetivamente construída a subestação. Neste ponto foram considerados diversos fatores que influenciavam fortemente no custo da subestação, a saber:

- Os pontos de acesso à rede de distribuição se dariam com a construção de linhas de transmissão que chegariam de diferentes direções, conforme mostrado na Figura 82. Em verde são mostradas as linhas já existentes, e em amarelo e azul as linhas de transmissão a serem construídas. O terreno deveria ser favorável à conexão das linhas com a nova subestação;

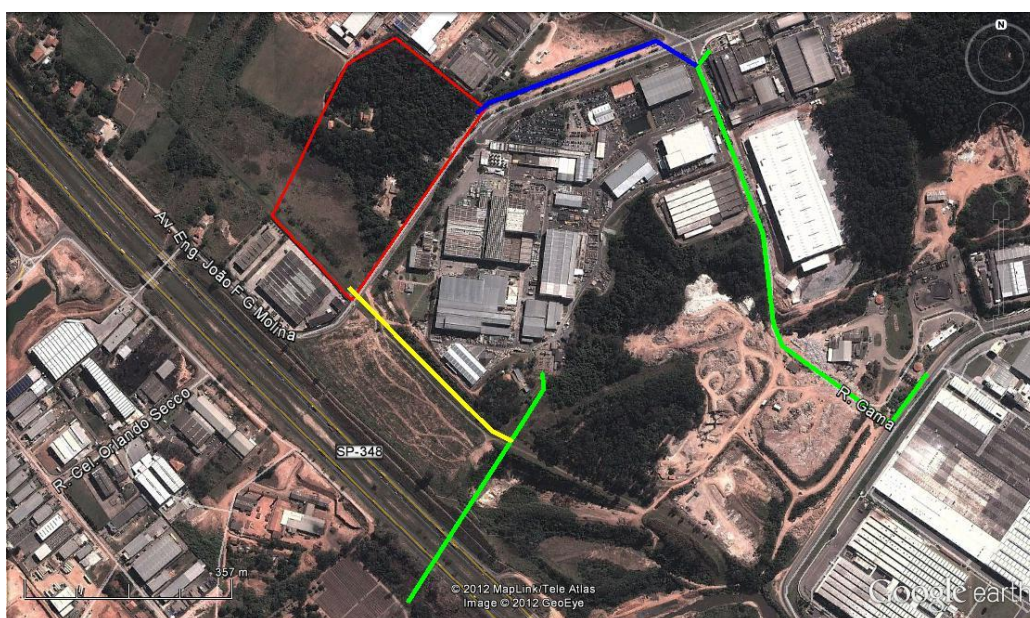



Figura 82 - Exemplo - Traçado das linhas de transmissão

- A aclividade do terreno aumentava gradativamente de sudeste para noroeste, sendo que áreas mais a sudeste necessitariam movimentação de menor volume de terra na terraplanagem;
- As linhas de transmissão ou a subestação não poderiam interferir (cruzamento) na construção dos demais prédios da planta.

9.4 Os resultados obtidos foram satisfatórios?

Até este ponto os resultados obtidos (unifilar e *layout*) foram satisfatórios. Entretanto, no quesito localização, alguns pontos ficaram em aberto. A resistividade elétrica e mecânica do solo eram favoráveis para a construção da subestação?

Imagine então que foram realizados os estudos de resistividade elétrica e estudos de sondagem do solo de uma área em particular, e que exibiram resultados positivos: a resistividade elétrica do solo era adequada e relativamente homogênea e a resistividade mecânica do solo não iria requerer o uso de fundações especiais.

Então, como não se encontrou nenhum fator desfavorável, definiu-se a localização final da subestação, como mostrada na Figura 83.

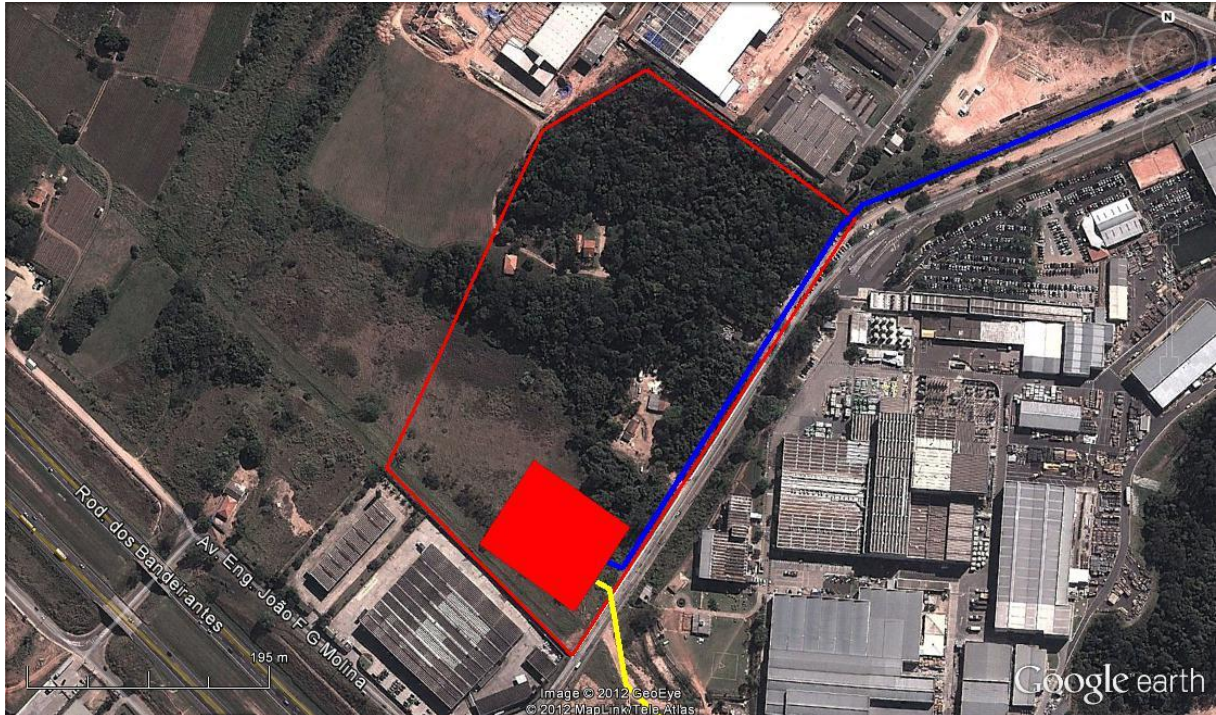



Figura 83 - Exemplo - Localização da subestação dentro do terreno do *data center*

9.5 Especificação dos Equipamentos

Definidos o unifilar e *layout* da subestação, pôde-se iniciar o processo de especificação dos equipamentos, começando pelos equipamentos de alta tensão, seguidos dos equipamentos de média tensão, equipamentos auxiliares, sistemas e serviços.

9.5.1 Equipamentos de Alta Tensão

A tensão nominal do sistema, dada pela concessionária, é de 138 kV. Neste ponto, definiu-se também a classe de tensão destes equipamentos em 145 kV. Ainda, a frequência do sistema é de 60 Hz.

A corrente nominal do setor de alta tensão pôde ser calculada da seguinte maneira:

$$I_{np} = \frac{S}{\sqrt{3} * U_{np}}$$

Como se pôde ver nos requisitos, a inoperabilidade de um transformador deveria ser suprida por outro transformador, sem prejuízos. Desta forma, considerando que a potência total da planta é de 28 MVA, cada um dos transformadores a serem instalados nesta primeira etapa, excluindo a expansão futura, deveria suprir os 28 MVA. Por outro lado, considerando a expansão, adotou-se a premissa que a queda de um dos transformadores futuros deveria ser compensada pelo outro transformador futuro. Desta forma, após a expansão, a subestação funcionaria normalmente com a saída de operação de até dois transformadores. Então, a potência que cada transformador deveria ter seria de:

$$S = 28 * 1.05 = 29{,}4\ MVA \rightarrow S = 30\ MVA$$

Considerando agora o aumento de potência pela ventilação forçada encontrou-se:

$$S = 30 * 1.25 = 37{,}5\ MVA$$

Analisando o unifilar em questão, pôde-se observar que pelos equipamentos de ambas as entradas de linha e pelos equipamentos do seccionamento da barra passaria uma corrente nominal correspondente à potência de todos os transformadores, incluindo a expansão futura. Desta forma a corrente nominal das entradas de linha seria de:

$$I_{np1} = \frac{4 * 37{,}5 * 10^6}{\sqrt{3} * 138 * 10^3} = 627{,}56\ A$$

A corrente que passaria pelos equipamentos dos ramos de cada transformador, considerando a capacidade de cada transformador alimentar um transformador fora de operação seria de:

$$I_{np2} = \frac{2 * 37{,}5 * 10^6}{\sqrt{3} * 138 * 10^3} = 313{,}78\ A$$

Agora, aproximando estas correntes ao valor comercial mais próximo, obteve-se:

$$I_{np1} = 627{,}56\ A \rightarrow 1250\ A$$

$$I_{np2} = 313{,}78\ A \rightarrow 1250\ A$$

Como se pode observar, a aproximação para o valor comercial mais próximo levou as duas correntes ao mesmo valor de corrente nominal. Caso esses valores se diferissem, para uniformizar os equipamentos, considerar-se-ia o maior valor de corrente nominal.

A corrente de curto-circuito utilizada foi de 31,5 kA, conforme solicitado pela CPFL no parecer de acesso.

9.5.1.1 Transformador de Força

Seguindo o recomendado nas normas ABNT NBR 5356:2007 partes de 1 a 5 elaborou-se a Tabela 27.

Tabela 27 - Exemplo - Especificação do transformador de força AT

Característica	Especificação
Número de Fases	Trifásico
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal - Primário	138 kV
Tensão Nominal - Secundário	13,8 kV
Tensão Nominal - Bucha	145 kV
Potência Nominal	30/37,5 MVA
Tipo de Refrigeração	ONAN/ONAF
Tipo de Ligação - Primário	Delta
Tipo de Ligação - Secundário	Estrela Aterrado
Grupo de Ligação	Dyn1
Tipo de Comutação	OLTC
Impedância Característica	11 %
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	650 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	275 kV
Acessórios	-

9.5.1.2 Disjuntores

Tomando como base a norma ABNT NBR IEC 62271-100:2006 definiu-se a Tabela 28.

Tabela 28 - Exemplo - Especificação dos disjuntores AT

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	138 kV
Corrente Nominal	1250 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	650 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	275 kV
Tipo Construtivo	Isolado à SF6
Tipo de Acionamento	Tripolar a mola
Acessórios	-

9.5.1.3 Chaves

As chaves foram especificadas de acordo com a norma ABNT NBR IEC 62271-102:2006, tendo suas características mostradas na Tabela 29.

Tabela 29 - Exemplo - Especificação das chaves AT

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	138 kV
Corrente Nominal	1250 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	650 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	275 kV
Tipo Construtivo	Central
Tipo de Acionamento	Motorizado
Acessórios	-

Para as chaves seccionadoras foram considerados os seguintes acessórios:

- Indicadores de posição das lâminas;
- Contatos de sacrifício;
- Anéis redutores de Efeito Corona;

Ainda, para as chaves seccionadoras de entrada de linha foram consideradas as lâminas de terra com comando motorizado e com dispositivos de intertravamento entre as lâminas principais e as lâminas de terra.

9.5.1.4 Transformadores de Corrente

Os transformadores de corrente foram definidos de acordo com a norma ABNT NBR 6856:1992, considerando dois enrolamentos secundários, tap's no enrolamento primário para alteração das relações nominais (consideração da expansão futura) e exclusividade de transformadores de corrente para medição e para proteção. Desta forma, para a proteção e para a medição elaborou-se, respectivamente, a Tabela 30 e a Tabela 31.

Tabela 30 - Exemplo - Especificação dos transformadores de corrente AT de proteção

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	138 kV
Corrente Nominal Primária	400 x 800 A
Corrente Nominal Secundária	5-5 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Número de Enrolamentos para Proteção	2
Número de Enrolamentos para Medição	0
Classe de Exatidão e Cargas Nominais	10B200-10B200
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	650 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	275 kV

Tabela 31 - Exemplo - Especificação dos transformadores de corrente AT de medição

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	138 kV
Corrente Nominal Primária	400 x 800 A
Corrente Nominal Secundária	5-5 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Número de Enrolamentos para Proteção	0
Número de Enrolamentos para Medição	2
Classe de Exatidão e Cargas Nominais	0,3C25-0,3C25
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	650 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	275 kV

9.5.1.5 Transformadores de Potencial

Para especificar os transformadores de potencial considerou-se a norma ABNT NBR 6855:2009 e que cada enrolamento secundário possui tap's para alteração das relações nominais. As características dos transformadores de potencial de proteção e medição são mostradas, respectivamente, na Tabela 32 e na Tabela 33.

Tabela 32 - Exemplo – Especificação dos transformadores de potencial AT de proteção

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	138 kV
Tensão Nominal Primária	138000/√3 V
Tensão Nominal Secundária	115-115/√3-115-115/√3 V
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Número de Enrolamentos para Proteção	2
Número de Enrolamentos para Medição	0
Classe de Exatidão e Cargas Nominais	0,3P75-0,3P75
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	650 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	275 kV

Tabela 33 - Exemplo – Especificação dos transformadores de potencial AT de medição

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	138 kV
Tensão Nominal Primária	138000/√3 V
Tensão Nominal Secundária	115-115/√3-115-115/√3 V
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Número de Enrolamentos para Proteção	0
Número de Enrolamentos para Medição	2
Classe de Exatidão e Cargas Nominais	0,3P75-0,3P75
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	650 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	275 kV

9.5.1.6 Para-raios

Considerando as diversas normas aplicáveis a para-raios (por exemplo ABNT NBR 5287:1988, ABNT NBR 5424:2011 e ABNT NBR 16050:2012), tomando como base o cálculo apresentado no item 4.7 e lembrando que sistema em questão é do tipo neutro aterrado através de resistor, calculou-se:

$$\mathrm{U_c} = 1{,}1 * \frac{\mathrm{U_{ns}}}{\sqrt{3}}$$

$$U_c = 1{,}1 * \frac{138}{\sqrt{3}}\ kV = 87{,}642\ kV \rightarrow U_c = 96\ kV$$

$$U_n = 1{,}25 * U_c$$

$$U_n = 1{,}25 * U_c = 120\ kV\ \rightarrow\ U_n = 120\ kV$$

Desta forma os para-raios apresentam as características como mostradas na Tabela 34.

Tabela 34 - Exemplo - Especificação dos para-raios AT

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal do Sistema	138 kV
Máxima Tensão de Operação Contínua	96 kV
Tensão Nominal do Para-raios	120 kV
Corrente de Descarga Nominal	10 kA
Tipo de Isolamento	Polimérico
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Acessórios	-

Como acessório foi considerado o indicador de estado, que mostra as condições de integridade do resistor de óxido metálico.

9.5.2 Equipamentos de Média Tensão

A tensão nominal de média tensão é de 13,8 kV, com classe de tensão de 15 kV.

Para o cálculo da corrente nominal do setor de média tensão considerou-se que um transformador alimentaria a carga total de outro transformador quando este saísse de operação. Desta forma, a corrente nominal dos equipamentos ligados do ramal de entrada do setor de média tensão pôde ser calculada:

$$I_{ns1} = \frac{2 * 37,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,8 * 10^3} = 3137,77\ A$$

Para a análise da corrente nominal dos disjuntores de interligação de barramento foi necessário saber que estes cubículos têm operação normalmente em aberto, ou seja, estes seriam acionados na ocorrência de uma falta. Ainda, considerou-se que um transformador poderia alimentar as cargas de somente um outro transformador. Na queda de dois transformadores, cada transformador que ainda estivesse em operação alimentaria um outro fora de operação. Desta forma, a corrente nominal máxima que passaria por um disjuntor de interligação de barramento seria de:

$$I_{ns2} = \frac{2 * 37,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,8 * 10^3} = 3137,77\ A$$

Aproximando estas correntes para o valor comercial mais próximo:

$$I_{ns1} = 3137,77\ A \rightarrow 4000\ A$$

$$I_{ns2} = 3137,77\ A \rightarrow 4000\ A$$

Este valor foi aproximado para 4000 A ao invés do valor comercial mais próximo 3150 A por questões de segurança, devido à grande proximidade entre o valor calculado e o comercial.

De maneira a padronizar os equipamentos dos alimentadores, levou-se em consideração a maior potência demandada pelos alimentadores (alimentadores dos servidores no caso). Então, obteve-se:

$$I_{ns3} = \frac{7,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,8 * 10^3} = 313,77\ A$$

Aproximando para o valor comercial mais próximo encontrou-se:

$$I_{ns3} = 313,77\ A \rightarrow 630\ A$$

Para o cálculo da corrente de curto-circuito do setor de média tensão considerou-se a impedância do transformador de força de 11%. Também, como não se trabalharia com o disjuntor de interligação de barras com operação normalmente em aberto, não haveria paralelismo dos transformadores, e consequentemente não era necessário considerar paralelismo de impedâncias. Desta forma:

$$\mathrm{I_{CC}} = \frac{3137,77}{0,11} = 28525,21\ \mathrm{A}$$

Arredondando para o valor comercial mais próximo:

$$I_{CC} = 28525{,}21\ A \rightarrow 31{,}5\ kA$$

9.5.2.1 Resistores de Aterramento

Os resistores de aterramento têm as características como as apresentadas na Tabela 35.

Tabela 35 - Exemplo - Especificação dos resistores de aterramento

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	13800/√3 V
Corrente Nominal	400 A
Tempo Permissível de Circulação da Corrente	10 s
Resistência Nominal	20 Ω
Tipo de Instalação	Ao tempo
Grau de Proteção	IP-54
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	95 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	34 kV
Acessórios	-

9.5.2.2 Distribuição em Média Tensão

Conforme adotado como premissa, a distribuição em média tensão deveria ser feita através de cubículos instalados na Casa de Comando. Sendo assim, as especificações dos cubículos de média tensão foram definidas como as mostradas na Tabela 36.

Tabela 36 - Exemplo - Especificação dos cubículos de distribuição MT

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	13,8 kV
Corrente Nominal	4000 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Tensão Nominal de Circuitos Auxiliares	125 Vcc
Meio de isolamento	A ar
Tipo de instalação	Abrigado
Grau de Proteção	IP-40
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	95 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	34 kV

Como observado, não houve distinção entre os cubículos de entrada, de interligação de barramento e de alimentação, já que se considerou como base para dimensionamento do cubículo a corrente nominal nos barramentos.

9.5.2.3 Disjuntores

As características dos disjuntores de entrada e de interligação de barra do sistema de média tensão são como dadas na Tabela 37.

Tabela 37 - Exemplo - Especificação dos disjuntores MT de entrada e de barra

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	13,8 kV
Corrente Nominal	4000 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	95 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	34 kV
Tipo Construtivo	A vácuo
Tipo de Acionamento	Tripolar a mola
Acessórios	-

Para os alimentadores, as características dos disjuntores são como mostradas na Tabela 38.

Tabela 38 - Exemplo - Especificação dos disjuntores MT dos alimentadores

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	13,8 kV
Corrente Nominal	630 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	95 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	34 kV
Tipo Construtivo	A vácuo
Tipo de Acionamento	Tripolar a mola
Acessórios	-

9.5.2.4 Chaves Seccionadoras-Fusíveis

Para a seleção das chaves seccionadoras fusíveis foi considerado que os transformadores de serviços auxiliares possuirão potência igual a 75 kVA. Desta forma, a corrente nominal que passaria pelas chaves seria de:

$$I_{nsa} = \frac{75 * 10^3}{\sqrt{3} * 13{,}8 * 10^3} = 3{,}1377\ A$$

Arredondando para o valor comercial mais próximo das chaves seccionadoras encontrou-se:

$$I_{nsa} = 3{,}1377\ A \rightarrow\ I_{nsa} = 50\ A$$

Da mesma forma, a corrente do fusível da chave seccionadora seria de:

$$I_{nfus} = 3{,}1377\ A \rightarrow\ I_{nfus} = 5\ A$$

Então, as características da chave seccionadora fusível são como mostradas na Tabela 39.

Tabela 39 - Exemplo - Especificação das chaves seccionadoras fusível MT

Característica	**Especificação**
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	13,8 kV
Corrente Nominal	50 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Fusível	5 A
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	95 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	34 kV
Tipo de Acionamento	Manual
Acessórios	-

9.5.2.5 Transformadores de Corrente

Assim como nos disjuntores de média tensão, os transformadores de corrente das entradas do setor de média tensão e dos barramentos possuiriam características diferentes dos transformadores de corrente dos alimentadores. Considerou-se então as particularidades de cada ramo, especificando os transformadores de corrente de entrada e dos barramentos na Tabela 40, assim como especificando os transformadores de corrente dos alimentadores na Tabela 41.

Tabela 40 - Exemplo - Especificação dos transformadores de corrente MT de entrada e barramento

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	13,8 kV
Corrente Nominal Primária	4000 A
Corrente Nominal Secundária	5-5 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Número de Enrolamentos para Proteção	1
Número de Enrolamentos para Medição	1
Classe de Exatidão e Cargas Nominais	10B100-0,3C12,5
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	95 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	34 kV

Tabela 41 - Exemplo - Especificação dos transformadores de corrente MT dos alimentadores

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	13,8 kV
Corrente Nominal Primária	200 x400 x 800 A
Corrente Nominal Secundária	5-5 A
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Número de Enrolamentos para Proteção	1
Número de Enrolamentos para Medição	1
Classe de Exatidão e Cargas Nominais	10B100-0,3C12,5
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	95 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	34 kV

9.5.2.6 Transformadores de Potencial

Os transformadores de potencial são instalados nos cubículos de entrada e nos barramentos de média tensão. Então, as características destes transformadores são como mostrado na Tabela 42.

Tabela 42 - Exemplo - Especificação dos transformadores de potencial MT

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	13,8 kV
Tensão Nominal Primária	13800/√3 V
Tensão Nominal Secundária	115-115/√3-115-115/√3 V
Corrente de Curto-circuito	31,5 kA
Número de Enrolamentos para Proteção	1
Número de Enrolamentos para Medição	1
Classe de Exatidão e Cargas Nominais	0,3P75-0,3P75
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	95 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	34 kV

9.5.2.7 Para-raios

A tensão nominal dos para-raios de média tensão foi calculada:

$$\mathrm{U_c} = 1{,}1 * \frac{\mathrm{U_{ns}}}{\sqrt{3}}$$

$$U_c = 1{,}1 * \frac{13{,}8}{\sqrt{3}}\ kV = 8{,}7642\ kV \rightarrow U_c = 9\ kV$$

$$U_n = 1{,}25 * U_c$$

$$U_n = 1{,}25 * U_c = 11{,}25\ kV\ \rightarrow\ U_n = 12\ kV$$

Desta forma os para-raios têm as características como mostradas na Tabela 43.

Tabela 43 - Exemplo - Especificação dos para-raios MT

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal do Sistema	13,8 kV
Máxima Tensão de Operação Contínua	9 kV
Tensão Nominal do Para-raios	12 kV
Corrente de Descarga Nominal	10 kA
Tipo de Isolamento	Polimérico
Distância de Escoamento	20 mm/kV
Acessórios	-

Após especificados todos os equipamentos de alta e média tensão, foi possível completar o unifilar, gerando o unifilar visto no Anexo E. Em seguida partiu-se para a definição dos equipamentos do sistema de serviços auxiliares.

9.5.3 Equipamentos Auxiliares

O dimensionamento e as características dos equipamentos de serviços auxiliares são mostrados a seguir.

9.5.3.1 Bancos de Baterias

Para se especificar os bancos de baterias foi necessário, inicialmente, considerar todas as cargas que este sistema alimentaria e em seguida elaborar um perfil de descargas do banco. Para o caso, identificou-se as cargas, com respectivas potências e tempos de envolvidos, conforme visto na Tabela 44.

Tabela 44 – Exemplo - Especificação das cargas alimentadas pelos bancos de baterias

Carga	Quantidade	Potência Unitária (W)	Potência Total (W)	Tensão (Vcc)	Corrente (A)	Tempo Envolvido (Horas)
Disjuntor AT	5	250	1250	125	10	-
Disjuntor MT	15	140	2100	125	16,8	-
Sinalização	60	6	360	125	2,88	10
Iluminação	20	100	2000	125	16	10
Medidores	4	10	40	125	0,32	10
Relés AT	10	8	80	125	0,64	10
Relés MT	15	8	120	125	0,96	10
Outras Cargas	1	500	500	125	4	10

Para a elaboração do perfil de descarga, foi considerado um ciclo de abertura e fechamento dos disjuntores do tipo CO – 15 s – CO, ou seja, após aberto, o disjuntor faz uma tentativa de fechamento, Caso o disjuntor reabra pela continuidade do defeito, aguarda-se 15 segundos para uma nova tentativa automática de fechamento. Se novamente o disjuntor abrir, então não se fecha mais até um comando do operador. Ainda, considerou-se que no limiar de carga do banco de baterias, este ciclo se repetiria para nova tentativa de reestabelecimento da subestação. Desta forma, tem-se o perfil de carga como mostrado na Figura 84.

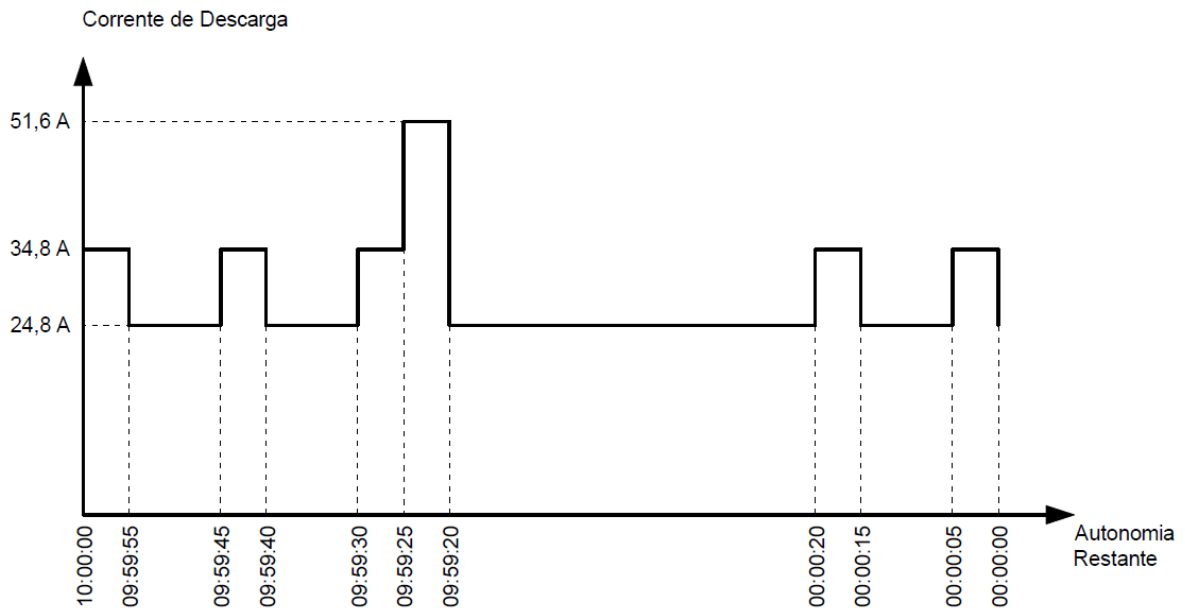



Figura 84 - Exemplo - Perfil de descarga dos bancos de baterias

Então, tomando como base a Tabela 44, a Figura 84 e a equação da capacidade do banco de baterias dada no item 6.2, pôde-se calcular a capacidade dos bancos de baterias conforme a Tabela 45.

Tabela 45 – Exemplo - Especificação da capacidade dos bancos de baterias

Trecho	**Autonomia Restante (hh:mm:ss)**	**K_t**	**Corrente (A)**	**Capacidade do Trecho (Ah)**	**Capacidade da Bateria (Ah)**
01	10:00:00	9,2	34,8	320,16	233,06
02	9:59:55	9,2	24,8	-92	
03	9:59:45	9,2	34,8	92	
04	9:59:40	9,2	24,8	-92	
05	9:59:30	9,2	34,8	92	
06	9:59:25	9,2	51,6	62,56	
07	9:59:20	9,2	24,8	-154,56	
08	0:00:20	0,49	34,8	4,9	
09	0:00:15	0,49	24,8	-4,9	
10	0:00:05	0,49	34,8	4,9	

Arredondando para o valor comercial mais próximo, a capacidade dos bancos de baterias seria de 250 Ah.

Então, as características dos bancos de baterias são como mostradas na Tabela 46.

Tabela 46 – Exemplo - Especificação dos bancos de baterias

Característica	**Especificação**
Tensão Nominal	125 Vcc
Capacidade	250 Ah
Tempo de Descarga	10 h
Tipo de Baterias	Chumbo-ácidas seladas
Vazão do Sistema de Ventilação	-

9.5.3.2 Bancos de Retificadores

Para o dimensionamento dos bancos de retificadores considerou-se as tanto a capacidade total dos bancos de baterias como as cargas que deveriam ser constantemente alimentadas. Considerando as cargas mostradas na Tabela 44 exceto os disjuntores AT e MT, pôde-se calcular a capacidade dos retificadores:

$$A = L + \frac{k * C}{H}$$

$$A = 24{,}8 + \frac{1{,}25 * 250}{10} = 56{,}05\ A$$

Arredondando para o valor comercial mais próximo encontrou-se os bancos de retificadores com capacidade de corrente de 75 A. Então, as características dos retificadores são como mostrados na Tabela 47.

Tabela 47 - Exemplo - Especificação dos bancos de retificadores

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal Alternada	220 Vca
Tensão Nominal Contínua	125 Vcc
Corrente Nominal	75 A

9.5.3.3 Transformadores de Serviços Auxiliares

Os transformadores de serviços auxiliares considerados foram especificados de forma análoga ao transformador de força. Da mesma forma considerou-se que, desconsiderando a expansão futura, um transformador deveria ser capaz de alimentar todo o sistema de serviços auxiliares sem prejuízo. Após a expansão futura, dois transformadores alimentariam simultaneamente o sistema se serviços auxiliares.

Foram adotados valores comercialmente utilizados para as características destes tipos de transformadores. Então, as características dos transformadores de serviços auxiliares são como mostradas na Tabela 48.

Tabela 48 - Exemplo - Especificação dos transformadores de serviços auxiliares

Característica	Especificação
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal - Primário	13,8 kV
Tensão Nominal - Secundário	220/127 V
Potência Nominal	75 kVA
Tipo de Refrigeração	ANAN
Tipo de Ligação - Primário	Delta
Tipo de Ligação - Secundário	Estrela Aterrado
Grupo de Ligação	Dyn1
Impedância Característica	3,5%
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	95 kV
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	34 kV
Tipo de Isolação	A seco
Tipo de Instalação	Abrigado
Acessórios	-

9.5.3.4 Painéis de Serviços Auxiliares em Corrente Alternada

Para o projeto do painel de serviços auxiliares em corrente alternada foi necessário se definir as fontes de alimentação do sistema, as cargas envolvidas e suas respectivas potências. De modo a garantir maior confiabilidade e flexibilidade ao sistema, considerou-se para algumas cargas mais de um circuito, dividindo-as em circuitos menores.

Ainda, conforme visto no item 9.5.3.3, considerou-se que um transformador de serviços auxiliares deveria ser capaz de alimentar todo o sistema de serviços auxiliares sem prejuízo e, após a expansão futura, dois transformadores deveriam alimentar simultaneamente o sistema se serviços auxiliares. Para a execução deste ponto considerou-se para o painel de serviços auxiliares em corrente alternada dois quadros de transferência automática, que fariam a seleção dos transformadores que alimentarão o sistema.

Com base nestes pontos foi possível se elaborar a Tabela 49, que contém as cargas, quantidade de circuitos e corrente de disjuntor a ser adotado para cada circuito.

Tabela 49 - Exemplo - Especificação das cargas do painel de serviços auxiliares em corrente alternada

Carga	Quantidade de Circuitos	Disjuntor
Entrada do Quadro de Transferência Automática	02	400 A
Retificadores	04	50 A
Quadro do Transformador de Força	04	25 A
Quadro de Iluminação Interna	02	10 A
Quadro de Tomadas Internas	02	10 A
Quadro de Iluminação Externa	02	40 A
Quadro de Tomadas Externas	02	25 A
Quadro de Serviços Gerais	02	40 A
Reserva	04	25 A

9.5.3.5 Painéis de Serviços Auxiliares em Corrente Contínua

Da mesma maneira que no painel de serviços auxiliares em corrente alternada, para a elaboração do projeto do painel corrente contínua foram identificadas as fontes, cargas e potências envolvidas, e adotado a mesma premissa de melhoria de flexibilidade e confiabilidade.

Por outro lado não foi adotado nenhum quadro de transferência automática para as fontes deste painel, já que todos os bancos de baterias e bancos de retificadores estariam ligados ao painel, podendo ser manobrados através dos disjuntores de entrada do painel.

Elaborou-se então a Tabela 50 com as cargas, quantidade de circuitos e disjuntores.

Tabela 50 – Exemplo - Especificação das cargas do painel de serviços auxiliares em corrente contínua

Carga	Quantidade de Circuitos	Disjuntor
Quadro de Sinalização	02	04 A
Quadro de Iluminação de Emergência	02	10 A
Quadro de Medidores	02	04 A
Painéis de Alta Tensão	06	25 A
Painéis de Média Tensão	04	25 A
Quadro de Serviços Gerais	02	25 A
Reserva	04	25 A

Finalmente, com todas as informações definidas do item 9.5.3.1 ao item 9.5.3.5 foi possível se elaborar o unifilar do sistema de serviços auxiliares, conforme visto no Anexo F.

9.5.4 Sistemas e Serviços

Para a finalização do projeto da subestação foram definidos alguns dos sistemas necessários para o projeto. Os outros sistemas que não foram definidos não foram considerados necessários, não possuíam informações suficientes ou softwares necessários, ou foram delegados a empresas ou pessoas especializadas.

9.5.4.1 Sistema de Proteção, Controle e Supervisório

O sistema de proteção, controle e supervisório foi tratado como um complemento do projeto elétrico da subestação e foi elaborado com base em projetos semelhantes, adotando-se assim as funções mais utilizadas pelos projetistas nestes tipo de subestação. Desta forma o sistema deveria ser composto por:

- Painel de Transferência Automática de Linha – Deve conter relés com no mínimo as funções de sobrecorrente de fase instantânea e temporizada (50/51), sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro (50/51N), subtensão (27) e

sobretensão (59) fase-neutro e entre fases, além de possuir a função debloqueio de religamento (86). Deve conter ainda medidores digitais de energia para medição própria;

- Painéis de Proteção dos Transformadores – Devem ser fornecidos painéis exclusivos para cada transformador de força, contendo relés com no mínimo as funções de sobrecorrente de fase instantânea e temporizada (50/51), sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro (50/51N), sobrecorrente residual instantânea e temporizada (50/51G), proteção térmica (49) e proteção diferencial do transformador (87T);

- Painel do Sistema Supervisório – Deve conter todos os equipamentos necessários para a realização do Sistema Supervisório da subestação. Deve ser fornecido ainda um computador na Casa de Comando para a visualização das informações deste sistema, além de um canal de comunicação *Ethernet* para a comunicação com um centro de supervisão externo;

- Os relés dos cubículos de média tensão deverão ser instalados em compartimento adequado, e conter minimamente as funções de sobrecorrente de fase instantânea e temporizada (50/51), sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro (50/51N), subtensão (27) e sobretensão (59) fase-neutro e entre fases.

Com base nestes requisitos, elaborou-se o diagrama do sistema de proteção, controle e supervisório conforme visto no Anexo G.

9.5.4.2 Sistema de Teleproteção

Devido ao nível de tensão em que se inseriria esta subestação e devido ao tipo de acesso à rede de distribuição da CPFL, esta não julgou necessária a instalação de um sistema de teleproteção. Desta forma este item ficou excluso do projeto da subestação.

9.5.4.3 Sistema de Detecção de Combate à Incêndio

Devido à grande importância do processo que a subestação irá alimentar qualquer foco de incêndio dentro da planta do *Data Center* deve ser imediatamente combatido, evitando assim a disseminação do fogo pela planta e evitando que este atinja equipamentos essenciais do processo. Desta forma formas de combate passivo a incêndio foram descartados.

Para esta subestação foram ser adotados dois sistemas diferentes de combate a incêndio. Para a casa de comando adotou-se um sistema de combate por gás inerte, devido ao grau de proteção dos cubículos e painéis instalados (IP-40). Este sistema não considerou as cargas de gás já que ele estaria conectado ao sistema de combate do restante da planta do *Data Center*. Para os transformadores de força foi previsto um sistema de água nebulizada.

Como dito anteriormente, o projeto deste sistema não fez parte do escopo desta monografia e foi delegado a profissionais ou empresas competentes.

9.5.4.4 Sistemas de Segurança

Devido à confiabilidade que o processo deve possuir e devido à confidencialidade das informações lidadas no processo, será adotado para a planta do *Data Center* inúmeros tipos de sistemas de segurança. Para a subestação não deve ser diferente.

Para o cercamento da subestação deverão ser construídos muros ao invés de cercas, além da instalação de cercas elétricas. Deve-se considerar também a instalação de um sistema de CFTV, com câmeras distribuídas ao longo do pátio da subestação e casa de comando, e com comando e monitoramento feito junto ao centro de monitoramento de todo o *Data Center*. Será necessária também a adoção de um sistema biométrico de controle de acesso tanto para o pátio da subestação quanto para a casa de comando.

Semelhantemente ao item anterior, o projeto destes sistemas não é alvo desta monografia se serão de competência de empresas ou profissionais especializados.

9.5.4.5 Sistema de Aterramento

O projeto do sistema de aterramento, assim como alguns dos sistemas necessários para a subestação, não foi definido neste exemplo. Foram definidos somente os parâmetros para o projeto deste, a saber:

- O tempo mínimo para a eliminação da corrente de curto-circuito deve ser de 0,5 segundo;
- O tempo mínimo para o dimensionamento dos cabos deve ser de 1 segundo;
- A resistência total da malha de aterramento não deve ultrapassar 2 Ω, medidos sem qualquer conexão com os cabos para-raios e com o sistema de distribuição desligado;
- O coeficiente de irregularidade (Ki) deve ter valor mínimo igual a 02;
- Devem ser seguidas as recomendações feitas no item 7.2.1.

9.5.4.6 Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

Considerando o método manual de cálculo, o primeiro passo no processo de definição do sistema de blindagem contra descargas atmosféricas diretas foi definir o traçado dos cabos para-raios na planta da subestação. Logo em seguida fez-se o cálculo das distâncias disruptivas para os cabos para raios e para o solo, que se iniciou através do cálculo da impedância característica da linha. Para isso utilizou-se os parâmetros iniciais de 14,5 m de altura e um cabo para raios do tipo CAA de bitola 336,4 MCM (18,83 mm de diâmetro), baseados em projetos semelhantes.

$$Z_0 = 60 * ln\frac{2 * H}{r}$$

$$Z_0 = 60 * ln\frac{2 * 14,5}{\frac{18,83}{2} * 10^{-3}} \rightarrow Z_0 = 481,9648\,\Omega$$

Utilizando o parâmetro de NBI indicado pela CPFL no parecer de acesso (695 kV) e calculando a corrente crítica de descarga calculou-se:

$$I_C = \frac{2 * NBII}{Z_O}$$

$$I_C = \frac{2 * 695 * 10^3}{481,9648} \rightarrow I_C = 2884,0279\ A$$

Calculando a distância disruptiva obteve-se:

$$R = 6 * {I_{OC}}^{0,8} = 6 * (1,1 * I_C)^{0,8}$$

$$R = 6 * 2,8840^{0,8} = 14,0007\ m$$

A distância disruptiva para o solo foi então calculada:

$$rsg = k * R$$

$$rsg = 0,8 * 14,0007 \rightarrow rsg = 11,2009\ m$$

Através de uma análise da planta e cortes da subestação (Anexo B, Anexo C e Anexo D) pôde-se observar que a distância disruptiva para o solo não atendia às necessidades. Desta maneira era necessário se alterar algum dos parâmetros. Como, por motivos construtivos não era possível alterar a altura de instalação dos cabos, alterou-se então a bitola do cabo para a 715,5 MCM (27,43 mm de diâmetro). Recalculando encontrou-se:

$$R = 14,5484\ m$$

$$rsg = 11,6387\ m$$

Neste cenário agora pôde-se observar agora que as distâncias disruptivas envolvidas atenderiam as nossas necessidades.

Ainda, foram consideradas hastes de blindagem em cada pórtico, a fim de auxiliar na proteção dos equipamentos que ficariam fora do alcance da proteção dos cabos guarda. Desta forma foi possível elaborar os diagramas vistos no Anexo G, Anexo H e Anexo I, que mostram as áreas protegidas pelo SPDA.

9.5.4.7 Estudos

Devido à importância do processo o qual a subestação alimentará, alguns estudos foram considerados, a fim de garantir a confiabilidade do projeto:

- Estudo de sondagem para o projeto das bases e fundações;
- Estudo de estratificação de solo e malha terra, pertinentes ao cálculo da malha de aterramento;
- Estudo de seletividade convencional, seletividade lógica e de curto-circuito para a seletividade, que devem ser realizados e parametrizados junto aos relés e disjuntores;
- Estudo de saturação dos transformadores de corrente para a verificação da especificação de tais equipamentos;
- Estudos de *arc flash* para os painéis;
- Estudos de transitório eletromecânico (ANATEM).

9.6 Finalização do Projeto

Para a finalização do projeto, deve-se tomar todas as informações já definidas e elaborar uma série de documentos, que serão utilizados na compra e construção da subestação. Devem ser elaborados:

- Documentação de especificação técnica de todos os equipamentos da subestação;

- Diagramas unifilares e trifilares elétricos e do Sistema de proteção, Controle e Supervisório;
- Plantas e cortes do pátio da subestação e da casa de comando;
- Outros documentos que se julgue necessário ao projeto da subestação.

Vale salientar neste ponto que alguns documentos somente serão criados após a construção dos equipamentos e execução da obra, como por exemplo os desenhos e diagramas dos equipamentos e os diagramas de localização de bases e fundações.

10 CONCLUSÃO

Inicialmente, apresentou-se as principais motivações que levaram a confecção desta monografia: o horizonte de expansão do consumo de energia elétrica no Brasil e no mundo, e a inexperiência e falta de profissionais experientes na elaboração de projetos elétricos de subestações como um todo.

Elaborou-se em seguida um estudo de subestações de alta tensão, destacando as principais características e configurações das mesmas, apresentando um comparativo qualitativo e quantitativo para o auxílio na escolha da melhor configuração de barramentos.

Apresentou-se também um estudo dos principais equipamentos das subestações de alta tensão, relacionando para estes suas características gerais e funções na subestação. Foram estendidos então os conceitos dos equipamentos de alta tensão para os de média tensão, apresentando as principais diferenças entre estes. Relacionou-se ainda os principais sistemas, estudos e serviços necessários para se construir uma subestação pronta para energização, porém em caráter superficial.

Com base nestes estudos, elaborou-se um guia prático para o projeto elétrico de subestações, que elenca os passos e indica as características de cada equipamento que devem ser definidas de acordo com as normas vigentes para cada equipamento. Vale salientar que as características definidas através deste projeto foram aquelas necessárias para se realizar uma cotação confiável e precisa dos equipamentos.

Aplicou-se então este guia prático em um projeto exemplo de uma subestação de alta tensão que alimentaria um *Data Center* de um banco, verificando assim a sua funcionalidade. Ainda, devido à um estágio na mesma área do assunto da monografia, foi possível comparar os resultados obtidos no guia de projeto com projetos já estabelecidos, verificando assim a sua veracidade. Com o estágio também foi possível ter contato com alguns dos equipamentos e fábricas, o que auxiliou no entendimento e esclarecimento de dúvidas.

Foi possível observar que a definição de algumas características tem grande dependência dos requisitos técnicos dos órgãos reguladores governamentais e concessionárias. Foi possível constatar também que esta dependência, e também o controle sobre a subestação em si, cresce com o aumento do nível de tensão de operação das subestações, chegando ao ponto de a definição da subestação ficar sobre posse destes órgãos ou concessionárias.

Pôde-se observar também que o ponto técnico crítico no projeto de uma subestação é a definição dos sistemas desta, já que para a definição destes é necessário se ter um conhecimento mais profundo no assunto ou usar de softwares específicos, o que nos impeliu a transferir a propriedade do projeto destes para empresas especializadas. O ponto crítico no custo está nos serviços de obras civis e montagem eletromecânica, que em projetos regulares podem se encontrar na faixa de 20% a 30% do custo total de uma subestação, alcançando parcelas ainda maiores se mal definidos.

Pode-se, portanto, considerar que esta monografia foi de grande valia, pois, além de complementar a formação do autor, que cursou Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica e que não teve matérias relacionadas ao assunto em sua grade curricular, servirá como base para a elaboração de uma apostila para o curso, conforme acordado com o orientador.

Sugere-se para trabalhos futuros estudos dos sistemas que compões as subestações, como por exemplo o Sistema de Proteção, Controle e Supervisório, o Sistema de Aterramento e o Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas.

11 BIBLIOGRAFIA

ABB. ***MV/LV transformer substations - theory and examples of short-circuit calculation***. Bergamo, p. 42. 2008.

ALSTOM GRID. **Bobinas de bloqueio - Núcleo de ar, tipo seco até 800 kV**. [S.l.], p. 8. 2011.

ARNDT, E. **Projeto eletrogeométrico das estruturas das linhas de transmissão**. Monografia (Graduação). Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

BOMBASSARO, P. R. **Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL**. Companhia Paulista de Luz e Força. [S.l.], p. 69. 2008.

CAIRES, R. R. **Equipamentos Alta Tensão**. Monografia (Graduação). Campinas: Centro Universitário Salesiano de São Paulo, 2006.

CARVALHO, A. C. C. D. **Disjuntores e chaves: aplicação em sistemas de potência**. Niterói: Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1995.

D'AJUZ, A. **Equipamentos Elétricos - Especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.

D'AJUZ, A. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - Aplicação em sistemas de potência de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987.

DUAILIBE, P. **Subestações: Tipos, equipamentos e proteção**. [S.l.]: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 1999.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020)**. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, p. 105. 2011.

FARIAS, G. C. D. **Máquinas Elétricas**. Centro de Formação Profissional Jorge Ignácio Peixoto. [S.l.], p. 69.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. ***Insulation Co-ordination - Part 2: Aplication Guide***. 3a. ed. Genebra: [s.n.], 1996.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. ***Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1: Definitions, information and general principles***. 1a. ed. Genebra: [s.n.], 2008.

JESUS, K. M. S. D. **Uma contribuição ao estudo eletromagnético de um reator elétrico trifásico**. Monografia (Graduação). Belém: Universidade Federal do Pará, 2005.

MARDEGAN, C. Serviços Auxiliares. **O Setor Elétrico**, São Paulo, p.36-44. Junho. 2010.

MCDONALD, J. D. ***Electric Power Substations Engineering***. 2a. ed. Boca Raton: CRC Press, 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília, p. 319. 2011.

MODENA, J.; SUETA, H. Projeto de aterramento de malhas de subestações elétricas: recomendações gerais e aterramento dos equipamentos. **O Setor Elétrico**, São Paulo, p.46-51. Abril. 2011.

OLIVEIRA, P. R. P. D. **Automação de Subestações**. Jundiaí: ASCX Automação, 2010.

OMODEI, A. et al. **Metodologia para o planejamento de atividades em obras de subestações industriais**. [S.l.], p. 162. 2002.

RIBEIRO, G. C. **Manutenção Elétrica Industrial**. Itajaí: Senai SC, 2007.

SANTOS, T. C. D. C. **Projeto básico de implantação de uma subestação 230/138 kV ao Sistema Interligado Nacional**. Monografia (Graduação). Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Subestações**. [S.l.].

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Automação de sistemas elétricos de transmissão. **O Setor Elétrico**, São Paulo, p.36-41. Janeiro. 2011.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Confiabilidade de Sistemas de Automação de Subestações. **O Setor Elétrico**, São Paulo, p.32-40. Março. 2011.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Interface Homem Máquina (IHM) e sistemas supervisórios. **O Setor Elétrico**, São Paulo, p.30-35. Fevereiro. 2011.

SIEMENS. ***Siemens Vacuum Recloser 3AD***. Berlin, p. 36. 2008.

SIEMENS. **Cubículos de média tensão isolados a Ar tipo NXAIR, NXAIR M e NXAIR P, até 24 kV**. Jundiaí, p. 28. 2011.

SILVESTRE, K. K. **Cálculo de desempenho do enlace de onda portadora em sistemas de teleproteção OPLAT**. Monografia (Graduação). Recife: Universidade de Pernambuco, 2010.

SOUZA, F. D. **Estudo e projeto elétrico básico de uma subestação**. Monografia (Graduação). Vitória: Universidade Federal do Espírito Santo, 2007.

THE INSTITUTION OF ELECTRICAL ENGINEERS. ***High voltage engineering and testing***. 2a. ed. Londres: *The Institution of Electrical Engineers*, 2001.

TRENCH. ***Reactors***. [S.l.], p. 16. 2009.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. ***Internation Energy Outlook 2011***. Washington, p. 301. 2011.

UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE. ***Design guide for rural substations***. [S.l.], p. 764. 2001.

12 ANEXOS

Anexo A: Diagrama Unifilar Preliminar

Anexo B: *Layout* Preliminar

Anexo C: Cortes Preliminares - 01

Anexo D: Cortes Preliminares - 02

Anexo E: Diagrama Unifilar – Alta e Média Tensão

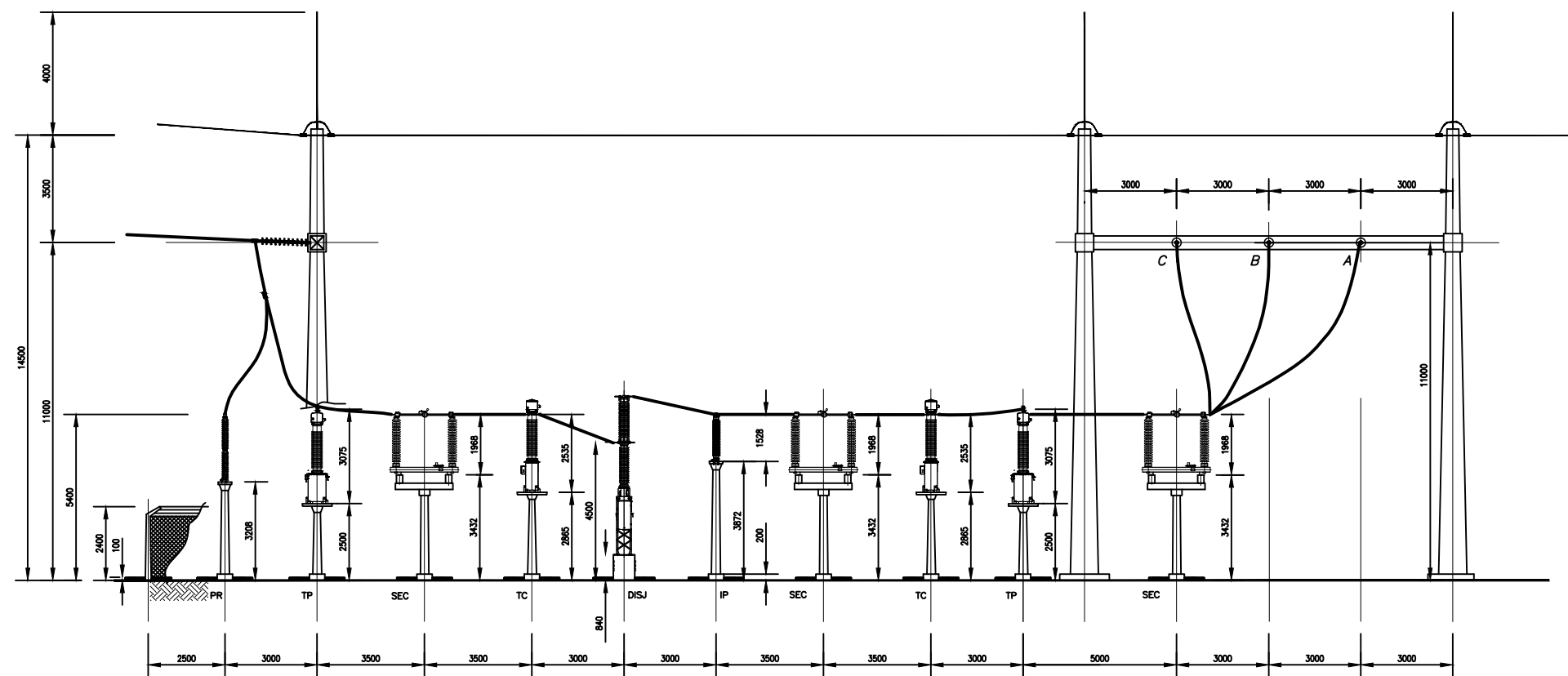
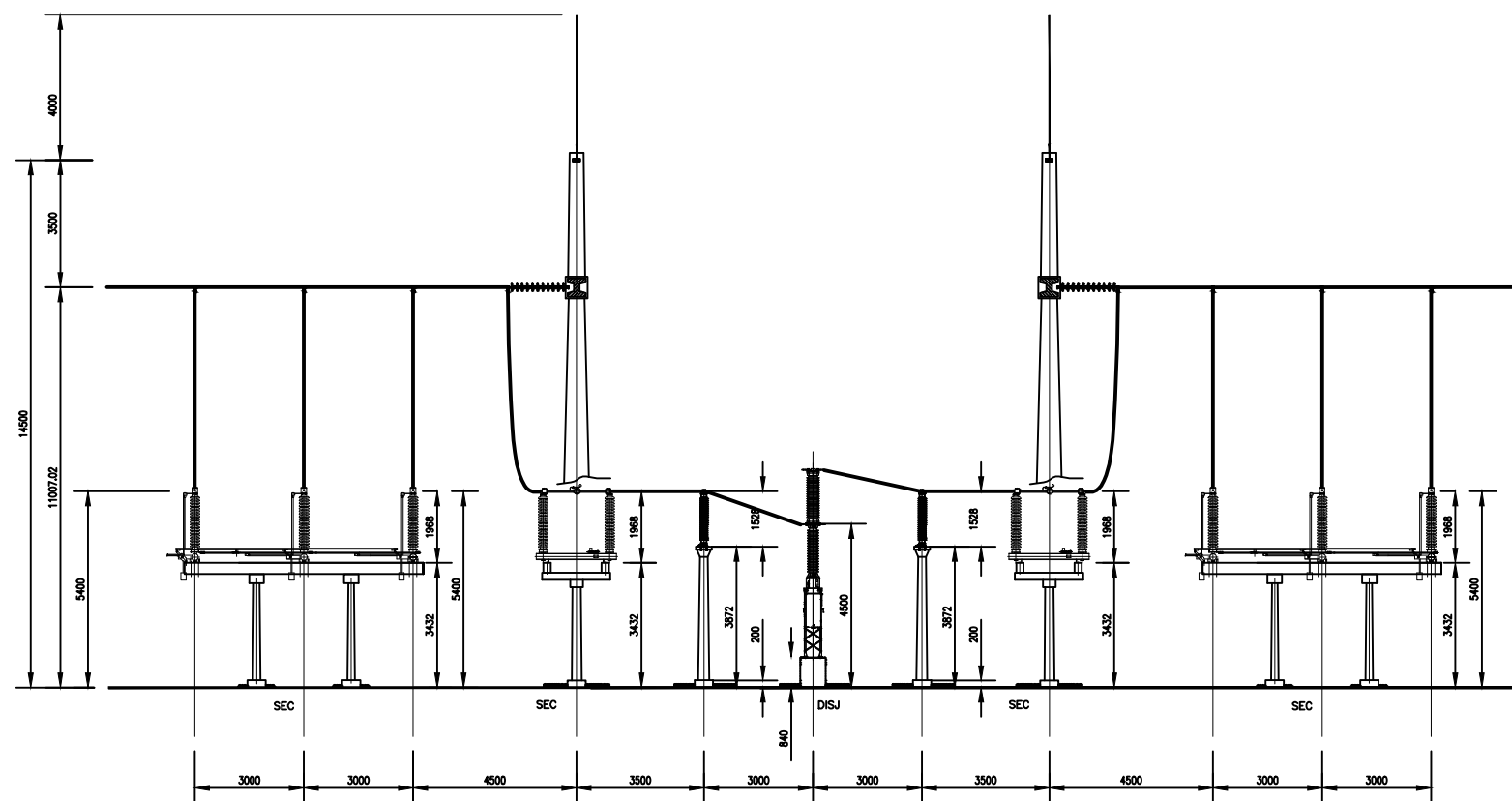
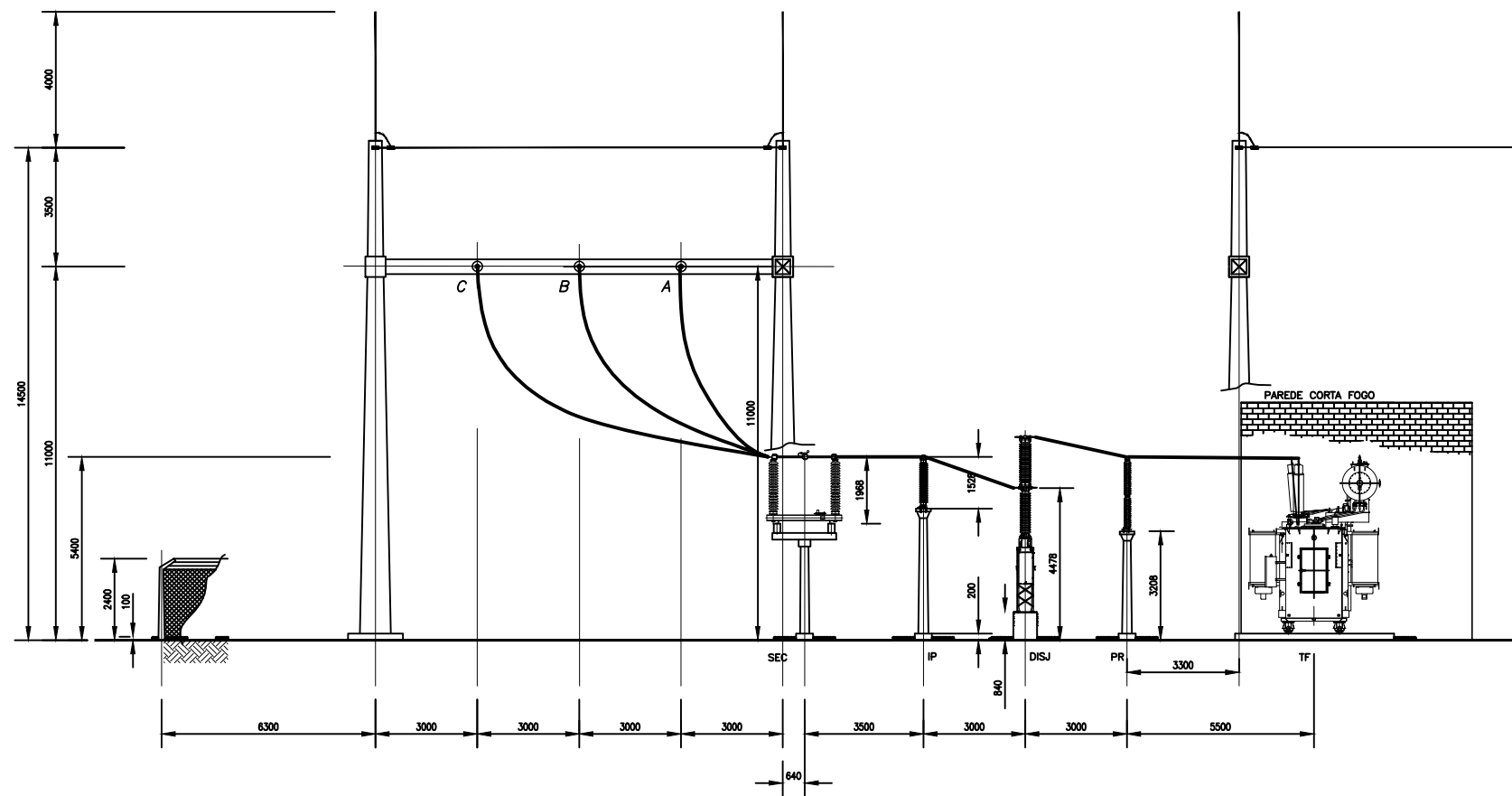
Anexo F: Diagrama Unifilar – Serviços Auxiliares

Anexo G: Sistema de Proteção e Controle

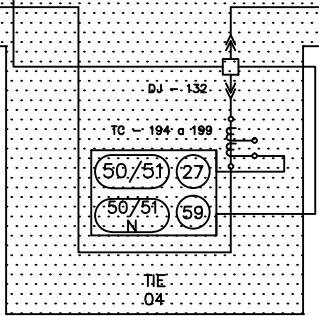
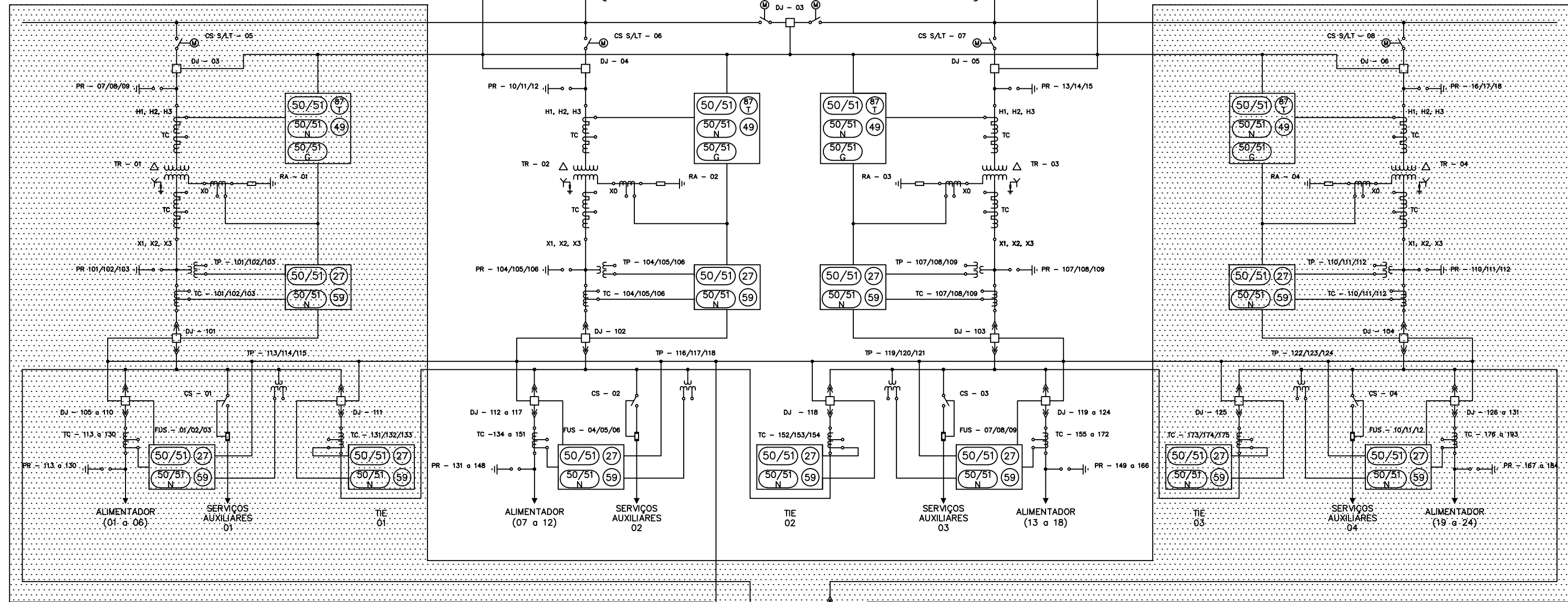
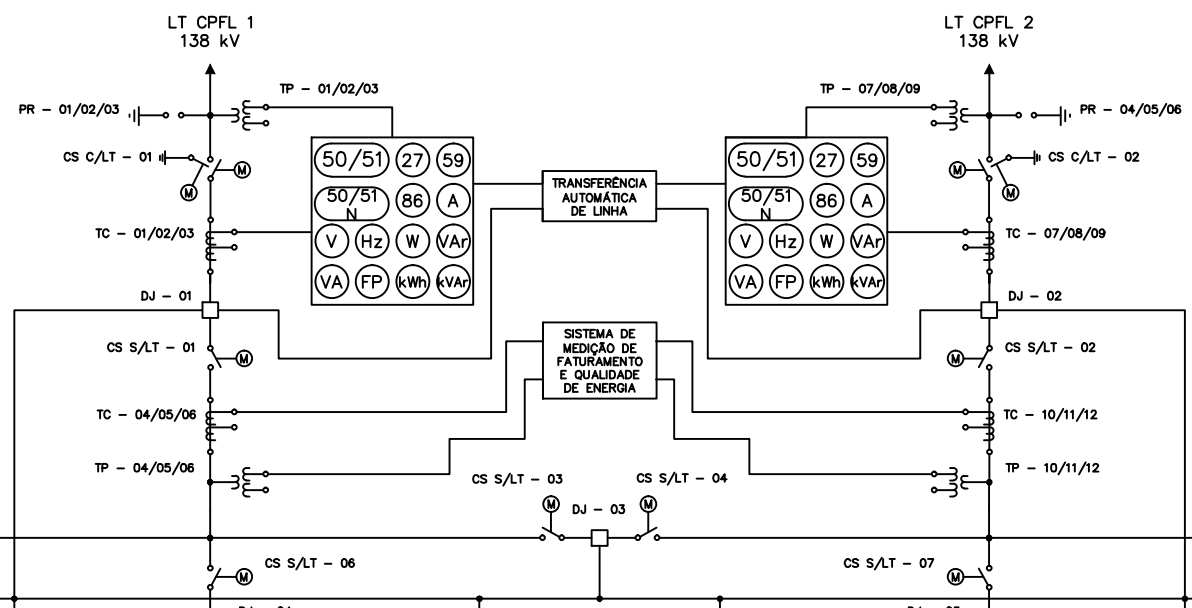
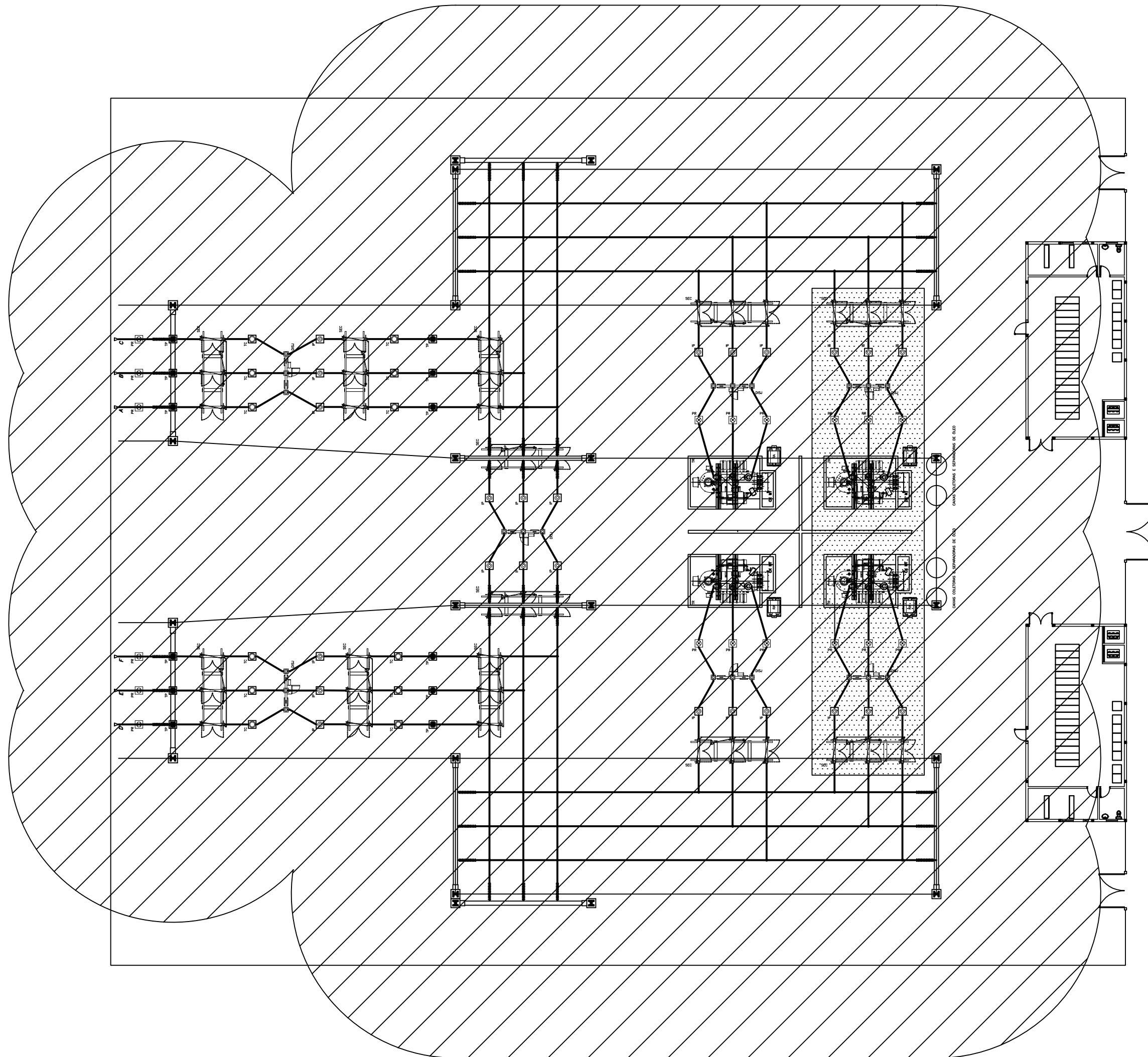
Anexo H: *Layout* – Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas Diretas - 01

Anexo I: Cortes – Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas Diretas - 01

Anexo J: Cortes – Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas Diretas – 02

LT CPFL 1
138 kV
LT CPFL 2
138 kV
PR – 01/02/03
TP – 01/02/03
CS C/LT – 01
TC – 01/02/03
DJ – 01
CS S/LT – 01
TC – 04/05/06
TP – 04/05/06
TP – 07/08/09
PR – 04/05/06
CS C/LT – 02
TC – 07/08/09
DJ – 02
CS S/LT – 02
TC – 10/11/12
TP – 10/11/12
TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA DE LINHA
SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO E QUALIDADE DE ENERGIA
CS S/LT – 03
CS S/LT – 04
DJ – 03
CS S/LT – 05
CS S/LT – 06
CS S/LT – 07
CS S/LT – 08
DJ – 04
DJ – 05
DJ – 06
PR – 07/08/09
PR – 10/11/12
PR – 13/14/15
PR – 16/17/18
H1, H2, H3
TC
TR – 01
TR – 02
TR – 03
TR – 04
RA – 01
RA – 02
RA – 03
RA – 04
X0
X1, X2, X3
TP – 101/102/103
PR 101/102/103
TC – 101/102/103
DJ – 101
TP – 104/105/106
PR – 104/105/106
TC – 104/105/106
DJ – 102
TP – 107/108/109
PR – 107/108/109
TC – 107/108/109
DJ – 103
TP – 110/111/112
PR – 110/111/112
TC – 110/111/112
DJ – 104
TP – 113/114/115
TP – 116/117/118
TP – 119/120/121
TP – 122/123/124
DJ – 105 a 110
CS – 01
DJ – 111
DJ – 112 a 117
CS – 02
DJ – 118
CS – 03
DJ – 119 a 124
DJ – 125
CS – 04
DJ – 126 a 131
TC – 113 a 130
FUS – 01/02/03
TC – 131/132/133
TC –134 a 151
FUS – 04/05/06
TC – 152/153/154
FUS – 07/08/09
TC – 155 a 172
TC – 173/174/175
FUS – 10/11/12
TC – 176 a 193
PR – 113 a 130
PR – 131 a 148
PR – 149 a 166
PR – 167 a 184
ALIMENTADOR (01 a 06)
SERVIÇOS AUXILIARES 01
TIE 01
ALIMENTADOR (07 a 12)
SERVIÇOS AUXILIARES 02
TIE 02
SERVIÇOS AUXILIARES 03
ALIMENTADOR (13 a 18)
TIE 03
SERVIÇOS AUXILIARES 04
ALIMENTADOR (19 a 24)
DJ – 132
TC – 194 a 199
TIE 04
FUTURO
ANEXO A
PROJETO EXEMPLO
PROJETO BÁSICO
SUBESTAÇÃO EXEMPLO
138 / 13,8 kV
DIAGRAMA UNIFILAR PRELIMINAR
ESCALA:
S/ESC
FOLHA:
01/10
REVISÃO:
00
FORMATO: A3

PR
TP
SEC
TC
DISJ
IP
SEC
TC
TP
SEC
C
B
A
ANEXO C
PROJETO EXEMPLO
PROJETO BÁSICO
SUBESTAÇÃO EXEMPLO
138 / 13,8 kV
CORTES PRELIMINARES - 01
ESCALA:
S/ESC
FOLHA:
03/10
REVISÃO:
00
FORMATO: A3

PAREDE CORTA FOGO
C
B
A
SEC
IP
DISJ
PR
TF
ANEXO D
PROJETO EXEMPLO
PROJETO BÁSICO
SUBESTAÇÃO EXEMPLO
138 / 13,8 kV
CORTES PRELIMINARES – 02
ESCALA:
S/ESC
FOLHA:
04/10
REVISÃO:
00
FORMATO: A3

LT CPFL 1
138 kV
LT CPFL 2
138 kV
PR – 01/02/03
120 kV – 10 kA
TP – 01/02/03
138000/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
TP – 07/08/09
138000/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
PR – 04/05/06
120 kV – 10 kA
CS C/LT – 01
1250 A
31,5 kA
CS C/LT – 02
1250 A
31,5 kA
TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA DE LINHA
TC – 01/02/03
400x800–5–5 A
10B200 10B200
TC – 07/08/09
400x800–5–5 A
10B200 10B200
DJ – 01
1250 A
31,5 kA
DJ – 02
1250 A
31,5 kA
SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO E QUALIDADE DE ENERGIA
CS S/LT – 01
1250 A
31,5 kA
CS S/LT – 02
1250 A
31,5 kA
TC – 04/05/06
400x800–5–5 A
0,3C25 0,3C25
TC – 10/11/12
400x800–5–5 A
0,3C25 0,3C25
CS S/LT – 03
1250 A
31,5 kA
CS S/LT – 04
1250 A
31,5 kA
TP – 04/05/06
138000/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
TP – 10/11/12
138000/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
DJ – 03
1250 A
31,5 kA
CS S/LT – 05
1250 A
31,5 kA
CS S/LT – 06
1250 A
31,5 kA
CS S/LT – 07
1250 A
31,5 kA
CS S/LT – 08
1250 A
31,5 kA
DJ – 03
1250 A
31,5 kA
DJ – 04
1250 A
31,5 kA
DJ – 05
1250 A
31,5 kA
DJ – 06
1250 A
31,5 kA
PR – 07/08/09
120 kV – 10 kA
PR – 10/11/12
120 kV – 10 kA
PR – 13/14/15
120 kV – 10 kA
PR – 16/17/18
120 kV – 10 kA
H1, H2, H3
TC
TR – 01
138/13,8 kV
30/37,5 MVA
OLTC
z = 11%
RA – 01
400 A
20 Ω – 10 s
TR – 02
138/13,8 kV
30/37,5 MVA
OLTC
z = 11%
RA – 02 400
400 A
20 Ω – 10 s
RA – 03 400 400 A
20 Ω – 10 s
TR – 03
138/13,8 kV
30/37,5 MVA
OLTC
z = 11%
RA – 04
400 A
20 Ω – 10 s
TR – 04
138/13,8 kV
30/37,5 MVA
OLTC
z = 11%
X0
X1, X2, X3
PR 101/102/103
12 kV – 10 kA
TP – 101/102/103
13800/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
PR – 104/105/106
12 kV – 10 kA
TP – 104/105/106
13800/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
TP – 107/108/109
13800/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
PR –
107/108/109
12 kV – 10 kA
TP – 110/111/112
13800/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
PR – 110/111/112
12 kV – 10 kA
TC – 101/102/103
4000–5–5 A
10B100 0,3C12,5
TC – 104/105/106
4000–5–5 A
10B100 0,3C12,5
TC – 107/108/109
4000–5–5 A
10B100 0,3C12,5
TC – 110/111/112
4000–5–5 A
10B100 0,3C12,5
DJ – 101
4000 A
31,5 kA
DJ – 102
4000 A
31,5 kA
DJ – 103
4000 A
31,5 kA
DJ – 104
4000 A
31,5 kA
TP – 113/114/115
13800/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
TP – 116/117/118
13800/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
TP – 119/120/121
13800/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
TP – 122/123/124
13800/√3–115–115/√3–115–115/√3
0,3P75 0,3P75
DJ – 105 a 110
630 A
31,5 kA
CS – 01
50 A
31,5 kA
DJ – 111
4000 A
31,5 kA
DJ – 112 a 117
630 A
31,5 kA
CS – 02
50 A
31,5 kA
DJ – 118
4000 A
31,5 kA
CS – 03
50 A
31,5 kA
DJ – 119 a 124
630 A
31,5 kA
DJ – 125
4000 A
31,5 kA
CS – 04
50 A
31,5 kA
DJ – 126 a 131
630 A
31,5 kA
TC – 113 a 130
200x400x800–5–5 A
10B100 0,3C12,5
FUS – 01/02/03
6 A
31,5 kA
TC – 131/132/133
4000–5–5 A
10B100 0,3C12,5
TC –134 a 151
200x400x800–5–5 A
10B100 0,3C12,5
FUS – 04/05/06
6 A
31,5 kA
TC – 152/153/154
4000–5–5 A
10B100 0,3C12,5
FUS – 07/08/09
6 A
31,5 kA
TC – 155 a 172
200x400x800–5–5 A
10B100 0,3C12,5
TC – 173/174/175
4000–5–5 A
10B100 0,3C12,5
FUS – 10/11/12
6 A
31,5 kA
TC – 176 a 193
200x400x800–5–5 A
10B100 0,3C12,5
PR – 113 a 130
12 kV – 10 kA
PR – 131 a 148
12 kV – 10 kA
PR – 149 a 166
12 kV – 10 kA
PR – 167 a 184
12 kV – 10 kA
ALIMENTADOR
(01 a 06)
SERVIÇOS AUXILIARES
01
TIE
01
ALIMENTADOR
(07 a 12)
SERVIÇOS AUXILIARES
02
TIE
02
SERVIÇOS AUXILIARES
03
ALIMENTADOR
(13 a 18)
TIE
03
SERVIÇOS AUXILIARES
04
ALIMENTADOR
(19 a 24)
DJ – 132
4000 A
31,5 kA
TC – 194 a 199
4000–5–5 A
10B100 0,3C12,5
TIE
04
FUTURO
ANEXO E
PROJETO EXEMPLO
PROJETO BÁSICO
SUBESTAÇÃO EXEMPLO
138 / 13,8 kV
DIAGRAMA UNIFILAR – ALTA E MÉDIA TENSÃO
ESCALA:
S/ESC
FOLHA:
05/10
REVISÃO:
00
FORMATO: A3

SERVIÇOS AUXILIARES 01
SERVIÇOS AUXILIARES 04
SERVIÇOS AUXILIARES 02
SERVIÇOS AUXILIARES 03
TR AUX - 01 13800/220-127 V 75 kVA
TR AUX - 04 13800/220-127 V 75 kVA
TR AUX - 02 13800/220-127 V 75 kVA
TR AUX - 03 13800/220-127 V 75 kVA
FUTURO
TC SA - 01/02/03 400-5-5 A 0,3C12,5 0,3C12,5
TC SA - 10/11/12 400-5-5 A 0,3C12,5 0,3C12,5
TC SA - 04/05/06 400-5-5 A 0,3C12,5 0,3C12,5
TC - 07/08/09 400-5-5 A 0,3C12,5 0,3C12,5
QUADRO DE TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA 01
QUADRO DE TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA 02
400 A
TR 01
TR 02
TR 03
TR 04
ILUMINAÇÃO INTERNA 01
ILUMINAÇÃO INTERNA 02
TOMADA INTERNA 01
TOMADA INTERNA 02
ILUMINAÇÃO EXTERNA 01
ILUMINAÇÃO EXTERNA 02
TOMADA EXTERNA 01
TOMADA EXTERNA 02
SERVIÇOS GERAIS 01
SERVIÇOS GERAIS 02
RESERVA 01
RESERVA 02
RESERVA 03
RESERVA 04
BAT - 01 250Ah/10h 125 Vcc
RET - 01 75 A 220 Vca/125 Vcc
BAT - 02 250Ah/10h 125 Vcc
RET - 02 75 A 220 Vca/125 Vcc
RET - 03 75 A 220 Vca/125 Vcc
BAT - 03 250Ah/10h 125 Vcc
RET - 04 75 A 220 Vca/125 Vcc
BAT - 04 250Ah/10h 125 Vcc
FUTURO
FUTURO
80 A
SINALIZAÇÃO 01
SINALIZAÇÃO 02
ILUMINAÇÃO EMERGÊNCIA 01
ILUMINAÇÃO EMERGÊNCIA 02
MEDIDORES 01
MEDIDORES 02
PAINÉIS AT 01
PAINÉIS AT 02
PAINÉIS AT 03
PAINÉIS AT 04
PAINÉIS AT 05
PAINÉIS AT 06
PAINÉIS MT 01
PAINÉIS MT 02
PAINÉIS MT 03
PAINÉIS MT 04
SERVIÇOS GERAIS 01
SERVIÇOS GERAIS 02
RESERVA 01
RESERVA 02
RESERVA 03
RESERVA 04
ANEXO F
PROJETO EXEMPLO
PROJETO BÁSICO
SUBESTAÇÃO EXEMPLO
138 / 13,8 kV
DIAGRAMA UNIFILAR - SERVIÇOS AUXILIARES
ESCALA: S/ESC
FOLHA: 06/10
REVISÃO: 00
FORMATO: A3

LT CPFL 1
138 kV
LT CPFL 2
138 kV
TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA DE LINHA
SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO E QUALIDADE DE ENERGIA
ALIMENTADOR (01 a 06)
SERVIÇOS AUXILIARES 01
TIE 01
ALIMENTADOR (07 a 12)
SERVIÇOS AUXILIARES 02
TIE 02
SERVIÇOS AUXILIARES 03
ALIMENTADOR (13 a 18)
TIE 03
SERVIÇOS AUXILIARES 04
ALIMENTADOR (19 a 24)
TIE 04
FUTURO
ANEXO G
PROJETO EXEMPLO
PROJETO BÁSICO
SUBESTAÇÃO EXEMPLO
138 / 13,8 kV
SISTEMA DE PROTEÇÃO E CONTROLE
ESCALA: S/ESC
FOLHA: 07/10
REVISÃO: 00
FORMATO: A3

ANEXO H
PROJETO EXEMPLO
PROJETO BÁSICO
SUBESTAÇÃO EXEMPLO
138 / 13,8 kV
LAYOUT – SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DIRETAS
ESCALA:
S/ESC
FOLHA:
08/10
REVISÃO:
00
FORMATO: A3